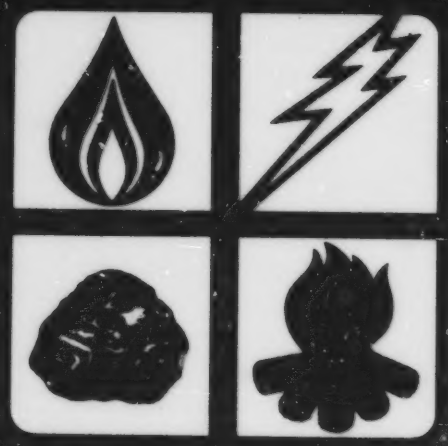


ck

NEW BRUNSWICK ENERGY REVIEW 1984

Energy Secretariat
Province of New Brunswick
Research and Planning Division
1984

Published by:
Energy Secretariat
Province of New Brunswick
P. O. Box 6000
Fredericton, N. B.
E3B 5H1

Design: Karam Chandra

Typesetting: Unipress Ltd.

Printing: Centennial Print & Litho Ltd.

Reproduction of any portion of this booklet for commercial purposes without permission is forbidden, However, reproduction of any portion of this booklet for educational purposes is permitted, on condition that the source of the material is acknowledged.

© Her Majesty the Queen in Right of New Brunswick as represented by the Minister responsible for Energy Policy, 1984

ISBN 0-888-38-389-4

I am pleased to introduce the third edition of the New Brunswick Energy Review.

In addition to its usual review of the most significant international, national and provincial energy developments, and detailed information on the provincial energy demand/supply balances for calendar years 1982 and 1983, this issue contains a forecast of provincial energy demand by sector and type of fuel for the calendar year 1989.

A better understanding of our current and future energy needs and the resources available to meet them will help us plan with more confidence to meet any economic and energy challenges we may face in the future.

I hope that this Review will stimulate the general public's interest in provincial energy matters and that the information it contains will be of assistance in private and public planning for the efficient use of energy.

Richard Hatfield

Honourable Richard B. Hatfield, P.C.
Minister Responsible for Energy Policy

PART I. RECENT ENERGY DEVELOPMENTS 1

1. INTERNATIONAL DEVELOPMENTS 2

A. Current Events 2
B. Future Prospects 2

2. NATIONAL DEVELOPMENTS 6

A. Oil Reserves 6
B. Oil Prices 6
C. Energy Supply and Demand 6

3. PROVINCIAL DEVELOPMENTS 10

A. Energy Supply 10
B. Taxation 10
C. Conservation and Renewable Energy 10
D. Publication 11

PART II. NEW BRUNSWICK ENERGY STATISTICS, 1982 AND 1983 13

A. Summary 14
a. Summary of Major Trends in Energy Consumption 15
b. Summary of Major Trends in Energy Production 23
c. Prices 23
B. Energy Balances, 1982 and 1983 30

PART III. FORECAST OF NET ENERGY REQUIREMENTS, 1989 39

APPENDIX Notes on Methodology and Sources of Data 45

I-1 International Price of Oil, 1981-1984 2

I-2 Production of Crude Oil in Selected Countries, 1979-1983 3

I-3 Estimates of Ultimate World Recoverable Oil Resources 4

I-4 Canadian Oil Reserves 7

I-5 Domestic Price of Crude Oil in Canada, January 1981 through May 1984 8

I-6 Forecast of Prices of Selected Refined Petroleum Products, 1983-1989 8

I-7 Domestic Prices of Natural Gas, 1981-1984 9

I-8 Electricity Prices for Selected Cities in Canada, (January 1984) 9

I-9 Provincial Fuel Taxes (September 1984) 10

I-10 Selected CREDA Projects in New Brunswick 12

II-1 Consumption of Energy in New Brunswick, 1973, 1982 and 1983 15

II-2 Consumption of Refined Petroleum Products by Major Product, 1973-1983 22

II-3 Average Retail Price of Regular Gasoline and Heating Oil, 1979-1984 (Saint John) 26

II-4 Natural Gas Rates, 1979-1984 26

II-5 Electric Power Rates for Residential Customers, 1979-1984 27

II-6 Electric Power Rates for General Service Customers, 1979-1984 27

II-7 Electric Power Rates for Small Industrial Customers, 1979-1984 27

II-8 Electric Power Rates for Large Industrial Customers, 1979-1984 28

II-9 Prices of Various Residential Space Heating Fuels, June 1984 28

II-10 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy, 1982 (Gross Energy) 31

II-11 Energy Use by Sector, 1982 (Gross Energy) 32

II-12 Consumption of Refined Petroleum Products, 1982 33

II-13 Energy Use by Sector, 1982 (Net Energy) 34

II-14 From Gross Energy to Net Energy, 1982 34

II-15 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy, 1983 (Gross Energy) 35

II-16 Energy Use by Sector, 1983 (Gross Energy) 36

II-17 Consumption of Refined Petroleum Products, 1983 37

II-18 Energy Use by Sector, 1983 (Net Energy) 38

II-19 From Gross Energy to Net Energy, 1983 38

III-1 Forecast of Energy Use by Sector, 1989 41

III-2 Forecast of Consumption of Refined Petroleum Products, 1989 41

A-1 Utilization Efficiency Factors 49

I-1 Determination of the Prices of Main Refined Petroleum Products, June 1984 (Saint John, N.B.) 7

II-1 Consumption of Energy, 1973, 1982 and 1983 16

II-2 Percentage Distribution of Energy Consumption by Primary Energy Source, 1983 17

II-3 Percentage Distribution of Energy Consumption by End Use Energy Form, 1983 18

II-4 Distribution of Energy Consumption by Major Primary Energy Source, 1973, 1982 and 1983 19

II-5 Distribution of Energy Consumption by Sector, 1973, 1982 and 1983 20

II-6 Percentage Distribution of Energy Consumption by Sector, 1983 21

II-7 Percentage Distribution of Refined Petroleum Products Consumption by Product, 1983 22

II-8 Distribution of Energy Production by Primary Energy Source, 1973, 1982 and 1983 24

II-9 Percentage Distribution of Energy Production by Major Primary Energy Source, 1983 25

II-10 Prices of Domestic and Imported Oil, 1972-1984 29

III-1 Energy Consumption, 1983 Actual and 1989 Forecast 42

III-2 Percentage Distribution of Energy Consumption by Primary Source, 1989 Forecast 42

III-3 Percentage Distribution of Energy Consumption by End Use Energy Form, 1989 Forecast 43

III-4 Percentage Distribution of Energy Consumption by Sector, 1989 Forecast 44

A. CURRENT EVENTS

1983 was a year of relative stability in the international oil market. Total oil consumption (including natural gas liquids) in the "free world" remained virtually constant at 41.6 million barrels. A small decline in OPEC oil production – 0.8 million barrels per day (MMBD) – was offset by increased output by non-OPEC producers. As a result, OPEC's share of free world's oil output continued to slide, falling to 44.5 percent from 61.6 percent in 1979. Within OPEC there was a large percentage increase in oil production by Iran, Iraq and Kuwait which was accomodated by lower output levels by other member countries, primarily Saudi Arabia.

The temporary halt in the decline of oil use, which had dropped by nearly 30 percent during the previous four years, helped OPEC maintain a constant official (marker) price and prevented major fluctuations in spot prices. The official price of U.S. $ 29, established in March 1983, was still in effect one year later and spot prices have closely followed its path.

B. FUTURE PROSPECTS

The experience of the past decade has created a general conviction among oil companies, government officials, and the general public that (a) there is an actual scarcity of oil, and (b) the real price of oil has no way to go but up as the limited oil resources are steadily depleted.

TABLE I–1. INTERNATIONAL PRICE OF OIL, 1981–1984

U.S. Dollars per Barrel

	OPEC Marker	Average Import Cost at Montreal
1981 January	36.0	35.5
July	36.0	35.6
December	34.0	35.6
1982 January	34.0	35.6
July	34.0	32.8
December	34.0	33.9
1983 January	34.0	32.8
July	29.0	29.2
December	29.0	29.7
1984 January	29.0	29.7
July	29.0	29.1

In order to slow down the rate of depletion and minimize the consequent impact on real oil prices, steps are being taken all over the world to reduce the amount of energy used per unit of output, to curtail both the level of oil consumption and its share in total energy use, and to develop alternative energy sources. There is a sense of urgency to those programs based on the conviction that oil supplies are limited.

The conventional wisdom that "the world faces an inevitable, near-future scarcity of oil"[1] has been challenged by Peter R. Odell and Kenneth E. Rosing. Their arguments, well documented and extremely provocative, are presented in a book entitled **The Future of Oil**. Since their message has significant implications for energy policy, a summary of their work has been included in this **Review**.

The Resource Base. The figure generally quoted by oil companies for the resource base of conventional oil is 2 000 billion barrels (BB). Since about 500 BB have already been produced only a total of 1 500 BB are left for the future; at a rate of consumption of 22 BB per year they would satisfy current demand for a total of 68 years, i.e. until the middle of the next century. If, on the other hand, oil demand increased at a rate of 2 percent per year, those oil reserves of 1 500 BB would be totally exhausted by the year 2026. Of course, oil use would not remain constant or necessarily increase in the face of dwindling supplies; with a low resource base the world would face a peaking of oil demand in the near term, followed by increasing real oil prices and subsequent declines in oil consumption.

Odell and Rosing dispute the realism of such low estimates of potential oil resources in the world. In their view:

– the low estimate by the oil companies "reflects their expectation of their ability and/or willingness to explore for and to exploit oil resources in the future politico-economic conditions which they anticipate for various parts of the potentially petroliferous world."

[1] Peter R. Odell and Kenneth E. Rosing, The Future of Oil, Nichols Publishing Company (New York, 1983), p.31

TABLE I–2. PRODUCTION OF CRUDE OIL IN SELECTED COUNTRIES, 1979–1983

Millions of Barrels per Day

	1979	1980	1981	1982	1983	% Change 1983-82	% Change 1983-79
OPEC							
Crude Oil							
Saudi Arabia	9.5	9.9	9.8	6.4	5.1	–20.3	–46.3
Iran	3.1	1.5	1.3	2.0	2.4	20.0	–22.6
Iraq	3.4	2.6	0.9	0.9	1.0	11.1	–70.6
Kuwait	2.5	1.6	1.1	0.8	1.1	–57.1	–56.0
Venezuela	2.4	2.2	2.1	1.9	1.8	–5.3	–25.0
Libya	2.1	1.8	1.1	1.1	1.1	0.0	–47.6
Nigeria	2.3	2.1	1.4	1.3	1.2	–7.7	–47.8
Other Countries	5.5	5.1	4.8	4.0	3.9	–7.1	–29.1
TOTAL	30.8	26.8	22.5	18.4	17.6	–4.3	–42.9
SUBTOTAL OPEC (Including Natural Gas Liquids)	31.8	27.8	23.5	19.3	18.5	–4.1	–41.8
NON-OPEC, NON-COMMUNIST							
Crude Oil							
U.S.A.	8.5	8.6	8.6	8.7	8.7	0.0	2.4
Mexico	1.5	1.9	2.3	2.7	2.7	0.0	80.0
Canada	1.5	1.4	1.3	1.3	1.4	7.7	–6.7
North Sea	2.0	2.2	2.3	2.7	2.9	7.4	45.0
Other Countries	4.2	4.2	4.4	4.5	5.0	4.2	19.0
TOTAL	17.7	18.3	18.9	19.9	20.7	4.0	16.9
SUBTOTAL NON-OPEC, NON-COMMUNIST (Including Natural Gas Liquids)	19.8	20.8	21.2	22.2	23.1	4.1	16.7
SUBTOTAL FREE WORLD	51.6	28.6	44.7	41.5	41.6	0.2	–19.4
OTHERS							
U.S.S.R.	11.4	11.7	11.8	11.9	11.9	0.0	4.4
Other Eastern Europe	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	0.0
China	2.1	2.1	2.0	2.0	2.1	5.0	0.0
SUBTOTAL OTHERS	13.9	14.2	14.2	14.3	14.4	0.7	3.6
GRAND TOTAL	65.5	62.8	58.9	55.8	56.0	0.4	–14.5
OPECS SHARE OF FREE WORLD'S PRODUCTION (%)	61.6	57.2	52.6	46.5	44.5	–4.3	–27.8

– Because of their pessimistic view of the political conditions in the Third World, oil companies grossly underestimate the oil potential of those regions. For example, B. F. Grossling, (United States Geological Survey) estimates that the Third World possesses ultimate oil resources in the range of 1 090-2 750 BB rather than 325-480 as estimated by the oil companies. (p. 32). In other words, the Third World alone may hold more oil reserves than the oil companies assign to the entire world.

– Despite "the very extensive and highly diffused geographical distribution of areas of oil potential" (p. 26) exploration and development has so far been confined to a small number of countries.

– "Both knowledge and technology concerning the occurrence and development of oil resources continue to progress in many parts of the world". (p. 26).

– The full impact "of recent major increases in the price of oil on the calculation of the percentage of oil in place in any field that is economic to produce" (p. 26) is not yet known.

– To the recoverable reserves of conventional oil should be added "the potential for oil resources from unconventional habitat" (p. 29), such as the tar sands in Canada and the U.S.S.R., the heavy oil belt of the Orinoco Region of Venezuela and of Canada, and the oil shales of the U.S., Brazil and Zaire; "the volume of this addition to the world's ultimate oil resource base is a minimum of 2 000 BB." (p. 30).

On the basis of the above arguments Odell and Rosing derived a set of possi-

ble ranges of ultimate oil resources and assigned to each range a probability of occurrence. As shown in Table I-3, there is virtual certainty of a minimum resource base of 2 000 BB (the minimum level accepted by the oil industry) and very little likelihood of oil resources in excess of 11 000 BB. Such a high figure would entail "the full exploitation of all the world's conventional oil, including the universal application of both known and still to-be-perfected enhanced recovery procedures, together with the full exploitation of the world's unconventional oil." (p. 175).

However, there is a 99 percent chance of resources in excess of 3 000 BB and an 85 percent chance of resources between 5 000 and 11 000 BB. "A resource base of at least 5 000 BB implies the extensive production, including enhanced recovery, of conventional oil, together with the recovery of limited quantities of the world's unconventional oil resources."

TABLE I–3. ESTIMATES OF ULTIMATE WORLD RECOVERABLE OIL RESOURCES*

Billions of Barrels

Probability (%)	Resource Base**	Cumulative Probability
0.1	2 000 or less	100.0
0.9	2 000-3 000	99.9
14.0	3 000-5 000	99.0
55.0	5 000-8 000	85.0
26.0	8 000-11 000	30.0
4.0	more than 11 000	4.0

*Includes oil which has already been used (about 500 billion barrels).
**Includes both conventional and non-conventional oil, such as tar sands and oil shale.

SOURCE: ODELL-ROSING, TABLE 5.4, p. 176.

The Annual Rate of Addition to Proven Reserves. The figures presented above represent the ultimate recoverable oil; how much of that oil will be available in any particular period of time depends on the size of the proven reserves and the additions made each year. According to the International Energy Agency (IEA) "world proven oil reserves", i.e. "remaining conventional reserves proved by producing wells and recoverable with present technology and prices," (p. 205) were 650 billion barrels at the end of 1980.[2] At a rate of consumption of 20 BB per year those known reserves would last approximately 32 years. In other words, the world has already sufficient known oil reserves to meet its needs, at current levels of consumption, through the first fifteen years of the next century.

Of course, the level of proven reserves does not remain constant through time, but increases at varying rates depending on a number of factors, in particular: technological improvements in the rate of recovery of oil in place, real oil prices, the rate of oil consumption, and the size of the resource base itself. The IEA has estimated (p. 207) that the annual average reserve discovery has fluctuated widely during the past 30 years, reaching a peak of 32 BB in 1959-69 and then dropping to 20 BB in 1976-80. Even if the rate of discovery remained unaffected by the latest round of oil price increases and continued at that lower level until the oil is totally depleted, it would be sufficient to satisfy current levels of oil use for a long time, depending on the ultimate size of the resource. If ultimate oil reserves are the minimum 2 000 BB suggested by the oil industry then only 850 BB remain to be discovered which, together with the 650 BB of known reserves, would meet current levels of demand well into the second half of next century. If, on the other hand, the resource base is 5 000 BB, then current levels of oil use could be maintained for two more centuries.

Conclusions. The relationship between known reserves, ultimate reserves, annual reserve additions and annual oil consumption are very complex. Odell and Rosing have developed a detailed model to account for the interaction among the above factors and have used that model to show the effect of alternative assumptions upon the future of oil. They assigned a 50 percent probability to the combination of an annual average growth rate of oil use of 1.89 percent and a resource base of at least 5 800 BB in this case, the peak annual production of 71 BB (more than three times current levels) would be reached in the year 2046, and by 2080 "slightly more than 90% of the world's oil resources have been used and some 95.4% are known." (p. 185).

Odell and Rosing conclude that "Consideration . . . of all 44 cases presented in this chapter, indicates that a short-term crisis in oil supply/demand relationships is extremely unlikely. With the exception of the impact of a combination of the smallest resource base with highest growth rates – events which are both individually, and, even more so, jointly, unlikely – the development of the oil industry need not be constrained until the 21st century. The 50 percent probability case shows, furthermore, that the medium term future of oil can also be secure and there is even a ten percent chance that the oil supply problem is one which will only become significant in the late 21st century. This does not mean that there will not be a future oil crisis based on factors other than resources, reserves and the cumulative use of oil, but it does mean that efforts to avoid a crisis are worthwhile because there is nothing inevitable about its development . . . difficulties will arise, but they can be diagnosed as problems arising from political and economic considerations. They will not be the results of the physical lack of enough oil to keep more and more of the world's wheels turning for at least another forty years." (pp. 189-91).

Some of the political problems alluded to by Odell and Rosing result primarily from the geographic concentration of oil reserves. According to the IEA (p. 206), in 1981 OPEC countries held two-thirds of the world's known oil reserves, while the OECD countries (members of the Organization for Economic Cooperation and Development such as Canada, the U.S.A., Japan and the Western European countries) had only 9 percent of the reserves. " . . . four countries, Saudi Arabia, Kuwait, the Soviet Union and Iran, account for 55% of the world's proven reserves and the ten leading countries in proven oil reserves own 82% of these reserves." (p. 206). Moreover, in the past, drilling activity has been concentrated in a small number of countries, the U.S.A. in particular. "Relative to the U.S., all other parts of the world, but especially the region of the Third World, are very little drilled for their oil." (Odell-Rosing, p. 33).

In some countries the widespread

[2] International Energy Agency, **World Energy Outlook**, Paris, 1982.

belief in the scarcity of oil is transformed into a self-fulfilling prophecy through an energy policy designed to meet the requirements of fiscal policy. When national energy plans are designed primarily to serve the purpose of maximizing short-term government revenues from the production of oil, the result is a low responsiveness of oil supply to changes in prices. As pointed out by Odell and Rosing:

"... except in the context of a world supply of the commodity which is largely controlled by a limited number of countries with production to spare for export, $30 per barrel is too high a price. It is well above the long-term supply price for conventional oil production. This is true almost irrespective of its habitat (including deep-water offshore), of its reservoir characteristics (in terms of size and depth), and of difficulties in recovering it as a result of specific physical and chemical variables in its occurrence. Revenues of $30 per barrel or more available in total to a potential producing company would give a return on investment more than adequate to justify a 'go' decision in almost every case.

However, with a general belief in oil as a scarce commodity, and given the ability of governments to lay effective claim to all or most of the economic rent emerging from the production of relatively low-cost oil and its sale at high prices, the producing companies cannot lay their hands on more than a small proportion of the revenues generated by very expensive oil. Governments' claims throughout the non-communist world to all or most of the economic rent from oil production emerge from the idea that the depletion of a country's "scarce" resources can be justified only in terms of the revenues they earn for governments. ... The inevitable consequence of such attitudes and actions is, however, the elimination of a greater part of the motivation for oil companies to seek more oil, and/or to produce more of that which they have found. This is another element in the man-made process of creating a scarcity of oil.

In such circumstances it is hardly surprising that the oil companies prefer to diversify into other sorts of energy which, though inherently more expensive to produce, usually give the prospects of a better return on investment as governments, to date at least, have not had the same propensity to intervene in their exploitation and development. Or, even worse, from the point of view of the world's energy outlook, the companies prefer to diversify their investments away from energy altogether and into activities in which governments seem less likely to get involved. This, of course, works to the detriment of the potential supply of energy that may be required to complement the now slowly increasing need for oil.

Thus, unhappily, not even $30 or more for a barrel of oil in 1983 necessarily enhances the supply potential. Thus, as a consequence of the behavior of most governments – both in terms of their belief in oil as an inherently scarce commodity, and in the light of their attitude that oil is a commodity the production of which can be used to ensure a flow of government revenues on a scale hitherto undreamed of – the supply of oil seems likely to remain much less elastic than might reasonably be concluded, were this to be viewed simply as a proposition in economics." (pp. 208-9).

If potential oil resources are as high as suggested by Odell and Rosing and if they can be developed at current prices then it may be worthwhile for governments of oil producing countries to look seriously at the possibility of reducing the existing barriers to their development.

A. OIL RESERVES

The abundance of oil resources that Odell and Rosing assign to the world is also found in Canada. The bulk of Canada's oil resources, however, are either of the non-conventional type or are located in frontier areas. As shown in Table I-4, only 4.745 BB of known reserves of low cost conventional oil remain; an additional 3.732 BB have a 50% probability of discovery thus yielding a total of 8.477 BB total. At a consumption rate of 600 million barrels (MMB) per year, those reserves wou!d be able to satisfy domestic demand for 14 more years.

Considerably greater oil resources are available in the frontier area, namely 21.226 BB in total. The reserves of conventional oil (known and potential oil 50% probability level) amount to 29.703 BB and can satisfy current levels of consumption for nearly 50 years. By far the largest oil resources in Canada are of the non-conventional type primarily in the form of oil sands (Athabasca, Cold Lake, Peace River and Wabasca). The amount of recoverable oil from those non-conventional sources is over 200 BB[3] enough to meet current levels of consumption for over 300 years.

Of course, the existence of those oil resources does not automatically ensure their timely development to satisfy domestic demand on a continuous basis. As stressed in the recent report of the Geological Survey of Canada,[4] "Canada's potential oil . . . resources are large and could ensure self-sufficiency if means can be found to convert a significant portion of them into economic reserves. . . . The portion of these resources that is, or will be, commercially viable depends on prevailing economic conditions as affected by technological progress in development, production and transportation. . . . The pace of exploration, and therefore the rate at which frontier resources are discovered, will be affected by factors that include exploration success; expectation regarding market prices; development and operating costs: prevailing fiscal revenues; technological progress; and successful exploitation of discoveries already made."

With respect to non-conventional oil resources, the G.S.C. points out that "available approaching technology together with development and operating costs are limiting factors in bringing these supplies to the Canadian market. Although the technology for heavy oil and oil bitumen extraction exist at this time, a full realisation of the potential from in situ recovery and heavy oils will require advances in upgrading technology."

Despite all these difficulties it is still encouraging to know that Canada does not suffer from a physical scarcity of oil resources. The attainment of oil self-sufficiency is constrained not by resource scarcity, but by technological, economic and political impediments.

B. OIL PRICES

Domestic oil prices remained stable in 1983 in accordance with an agreement between the federal government and the Province of Alberta which stipulated a constant wellhead price for conventional old oil for the period from July 1, 1983 through December 31, 1984. The blended price of oil at Montreal (the cost of oil to refineries) increased only marginally during the period from June 1983 to May 1984, and the total increase of 28¢ per barrel was due entirely to higher transportation costs.

C. ENERGY SUPPLY AND DEMAND

Crude Oil. Domestic production of crude oil increased by 5.9 percent in 1983 reaching a level of 1.448 million barrels per day (MMBD). Total exports (0.291 MMBD) exceeded imports (0.247 MMBD) and Canada recorded a net export position in 1983. The domestic consumption of refined petroleum products continued its downward trend, falling by 8.0 percent to a level of 1.267 MMBD. The largest percentage reduction was recorded by heavy fuel oil (-24.9%), followed by light fuel oil (-18.5%), and motor gasoline (-2.4%), while diesel fuel experienced a moderate increase in use (2.6%).

Natural Gas. Domestic production of marketable natural gas declined noticeably in 1983 (-6.2%) mainly as a result of declining sales in the United States (exports fell by 9.2%). Domestic demand was almost 1 percent lower than in 1982. The price of natural gas increased in accordance with the schedule con-

---

[3] International Energy Agency, op. cit., (p. 224).

[4] Geological Survey of Canada, **Oil and Natural Gas Resources of Canada (Ottawa, 1984)**, p. 3-4

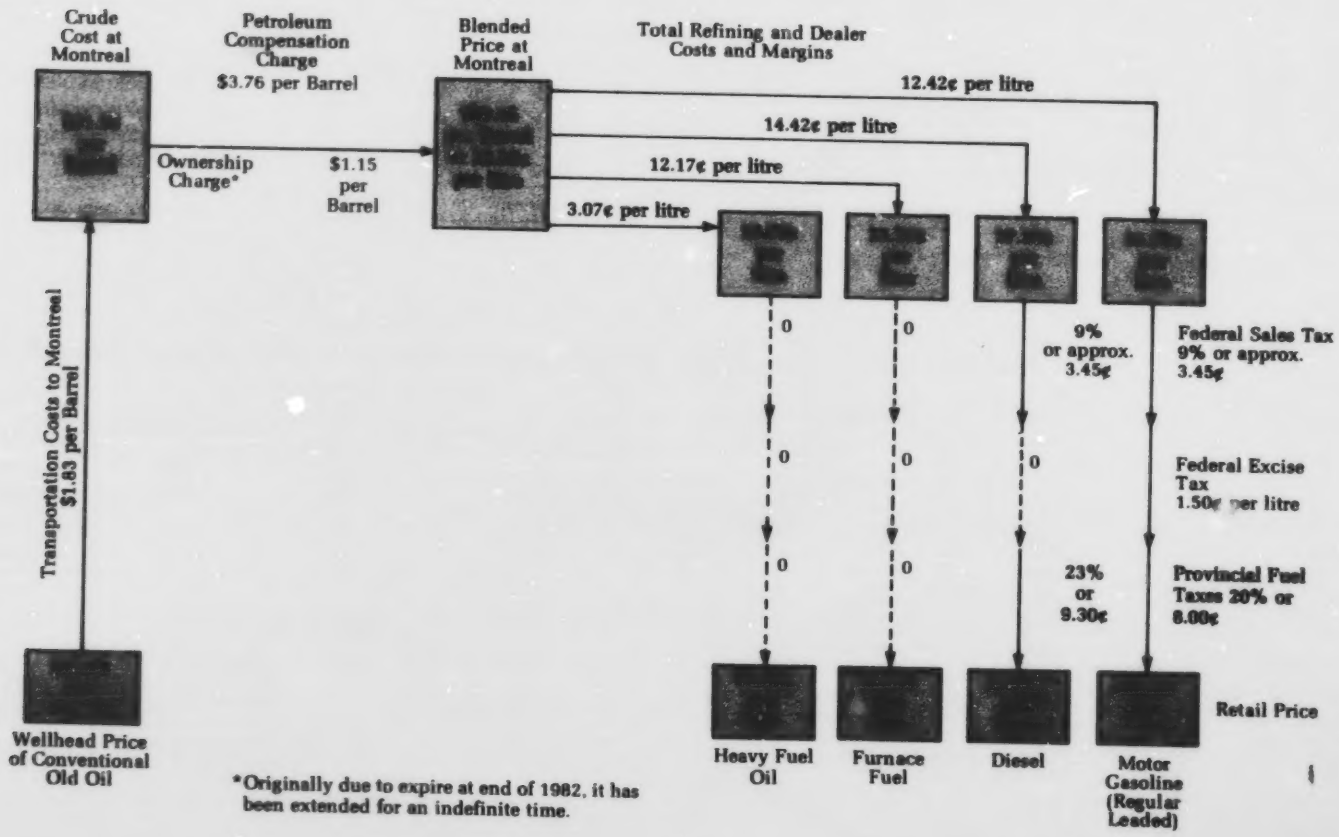
TABLE I-4. CANADIAN OIL RESERVES

Billions of Barrels

	Remaining Reserves and Discovered Resources	Potential Resources (50% Probability Levels)
CONVENTIONAL OIL (RECOVERABLE)		
Western Canada Sediment Basin	4.745	3.732
Beaufort Sea—Mackenzie Basin	0.736	8.476
Arctic Islands	0.478	4.317
Eastern Canada Offshore	1.416	11.812
Paleozoic Basins—Eastern Canada	0.005	1.051
Cordilleran Basins	—	0.315
Subtotal	7.380	29.703
NON-CONVENTIONAL OIL		
Heavy Oil	2.989	
Athabasca Oil Sands (Mining)	26.701	
Other Oil Sands	176.000	
	205.690	

SOURCE: Geological Survey of Canada, **Oil and Natural Gas Resources of Canada**, (Ottawa, 1984), pp. 3, 52-53.
Robert E. McRory, **Oil Sands and Heavy Oils of Alberta**, Alberta Energy and Natural Resources (Edmonton, 1982); International Energy Agency, **World Oil Outlook**, (Paris, 1982).

FIG. 1-1. DETERMINATION OF THE PRICES OF MAIN REFINED PETROLEUM PRODUCTS, JUNE 1984 (SAINT JOHN, N.B.)



*Originally due to expire at end of 1982, it has been extended for an indefinite time.

tained in the 1981 Ottawa-Alberta agreement, subject to a ceiling of 65% of the price of oil. The wholesale price of natural gas in Toronto rose by 7.8 percent moving from $3.85 per Mcf in 1982 to $4.15 per Mcf in 1983.

Electricity. After a small decline in 1982, electricity generation returned to its upward trend with an increase of 5.2 percent in 1983. Domestic consumption, however, rose at a lower rate (4.7%) with the excess being absorbed by exports which increased by 13 percent.

Coal. Coal production continued its growth pattern, increasing by 4.7 percent in 1983. Domestic consumption, led by a large increase in industrial use (11.0%) recorded a substantial increase of 7.6 percent.

Self-sufficiency. Canada had a positive trade balance in energy during 1983. It recorded a net export surplus of petroleum products including LPG's, (about 87 million barrels), natural gas (about 700 million Mcf), electricity (about 37 thousand gWh), and coal plus coal products (about 2 million tons). Energy exports at a total value of $13.2 billion, represented 14.5 percent of the total value of exports from Canada. In 1983 Canada received $8 billion more from the energy it exported ($13.201) than it paid for the energy it imported ($5.180 billion).

TABLE I–5. DOMESTIC PRICE OF CRUDE OIL IN CANADA, JANUARY 1981 THROUGH MAY 1984

$ per Barrel

	Wellhead Price of Conventional Oil	Transportation Cost to Montreal	Petroleum Compensation Charge	Canadian Ownership Charge	Blended Price at Montreal
1981 January	17.75	1.24	5.05	1.15	24.04
July	18.75	1.52	8.15*	1.15	29.57
October	21.25	1.56	8.15*	1.15	32.07
1982 January	23.50	1.54	6.30	1.15	32.49
July	25.75	1.55	6.30	1.15	34.75
1983 January	29.75	1.55	3.76	1.15	36.21
July	29.75	1.57	3.76	1.15	36.23
December	29.75	1.74	3.76	1.15	36.40
1984 January	29.75	1.75	3.76	1.15	36.41
July	29.75	1.77	3.76	1.15	36.43

*Includes a special charge of $1.85 per barrel imposed in response to Alberta production cutbacks.

TABLE I–6. FORECAST OF PRICES* OF SELECTED REFINED PETROLEUM PRODUCTS, 1983-89

	Regular Leaded Gasoline		Diesel Fuel		Furnace Fuel	
	¢ per Litre	$ per Gallon	¢ per Litre	$ per Gallon	¢ per Litre	$ per Gallon
1983	50.0	2.27	49.5	2.25	34.9	1.59
1984	51.9	2.36	50.2	2.28	37.0	1.68
1985	56.0	2.55	53.5	2.43	39.0	1.77
1986	57.0	2.59	55.0	2.50	40.0	1.82
1987	58.1	2.64	57.2	2.60	41.0	1.86
1988	60.8	2.76	60.4	2.75	43.0	1.95
1989	63.5	2.89	63.0	2.86	44.9	2.04

*Average prices for calendar year.

TABLE I–7. DOMESTIC PRICES OF NATURAL GAS, 1981–1984

$ per Mcf

	Alberta Border Price	Transport to Toronto	Toronto City Gate	Wholesale Price in Toronto
1981	1.87	0.72	2.59	3.08
1982	2.20	0.85	3.05	3.85
1983	2.66	0.98	3.64	4.15
1984 May	2.99	1.00	3.99	4.14

*Includes Canadian Ownership Charge (15 ¢ per Mcf) and Natural Gas and Gas Liquids Tax.

TABLE I–8. ELECTRICITY PRICES[a] FOR SELECTED CITIES IN CANADA, (JANUARY 1984)

¢ per kWh

	RESIDENTIAL		COMMERCIAL		INDUSTRIAL	
	750 kWh per month	Next 4250 kWh	Small[b]	Large[c]	Small[d]	Large[e]
St. John's, Nfld.	5.98	4.98	9.46	6.08	6.87	4.46
Charlottetown, P.E.I.	11.59	10.59	14.96	12.46	12.23	10.65
Halifax, N.S.	5.99	4.99	8.16	7.14	7.85	4.65
Fredericton, N.B.	5.86	3.53	8.98	6.88	6.20	4.24
Montreal, Quebec	3.88	3.59	6.78	5.04	5.64	3.79
Toronto, Ontario	4.08	3.68	7.76	5.01	5.85	3.75
Winnipeg, Manitoba	3.27	3.10	6.93	3.26	3.50	2.31
Regina, Saskatchewan	3.67	3.40	6.80	4.81	5.54	3.66
Edmonton, Alberta	4.42	3.79	9.23	4.90	4.78	4.11
Vancouver, B.C.	4.74	3.76	6.77	4.49	4.76	3.36
Whitehorse, Yukon	6.14	5.37	8.79	7.66	0.00	0.00
Yellowknife, N.W.T.	9.30	9.30	11.58	11.14	13.69	13.69

[a]Average prices calculated as total bill divided by total consumption.
[b]Billing demand: 3kW; monthly consumption: 375 kWh
[c]Billing demand: 100kW; monthly consumption: 25 000 kWh
[d]Billing demand: 75kW; monthly consumption: 15 000 kWh
[e]Billing demand: 1mW; monthly consumption: 400 mWh

SOURCE: Statistics Canada, **Electricity Bills**, 1983, Cat. No. 57-203.

A. ENERGY SUPPLY*

a. Nuclear Power.

On July 25, 1982 Point Lepreau nuclear generating station achieved a critical level output. The official opening was held in June 1983. During the fiscal year 1983-84, the unit achieved a 92.2 percent capacity factor. As of October 1984, 230 of the 600 mW of power from Lepreau had been contracted utilities in New England.

b. Work on a second major interconnection with Hydro-Quebec was advanced during the fiscal year 1983-84.

The first phase of this interconnection was completed in April, 1983 when a temporary 138 kV radial feed was energized providing 50 mW of supply to northwestern New Brunswick directly from the Quebec system. A permanent radial feed, operating at 315 kV, will be placed in service in late 1984 increasing the capacity to 150 mW. This, along with the completion of Hydro-Quebec's 350 mW High Voltage Direct Current Converter Station and the associated 345 kV transmission lines in early 1985 will double total interconnection capacity with Quebec to 1000 mW.

c. Other Developments.

The third and final phase of the study to evaluate the potential conversion of the oil-fired Coleson Cove generating station commenced during the fiscal year. This $9 000 000 engineering study, funded on a 75/25 split between the Federal government and NB Power, is investigating the economic and technical feasibility of converting the station to coal while retaining the flexibility to burn other fuels.

During the year, work continued on increasing the level of the Mactaquac headpond by three feet, which will enable the station to produce three percent more energy or an additional 65 gWh of energy per year.

Research and development projects in support of oil substitution and further development and use of New Brunswick resources continue to be carried out at NB Power's Chatham generating station. During the year, a low ash, low sulphur coal and water mixture called Carbogel, prepared by the Cape Breton Development Corporation in Nova Scotia, was tested. Preliminary combustion trials have generally been positive and additional test burns are scheduled in the summer of 1984 to evaluate equipment performance, combustion efficiency and economics. A second project involving circulating fluidized-bed combustion, utilizing New Brunswick coal and oil shale, has received $1 million in Federal government funding for an initial technical and economic feasibility study. An additional $33 million of funding has been approved to carry out the construction and testing of a twenty megawatt circulating fluidized bed boiler at the Chatham power plant. The successful outcome of such research could result in additional use of New Brunswick coal resources for the generation of electricity.

*From the New Brunswick Electric Power Commission **Annual Report, 1983-84**, pp. 8-10.

B. TAXATION

There were no changes in provincial fuel tax rates in the 1984 budget. The amount of tax payable, however, varied in accordance to changes in the pre-tax fuel prices.

TABLE I–9. PROVINCIAL FUEL TAXES (SEPTEMBER 1984)

Fuel	Tax Rate %	Amount of Tax ¢ per litre
Gasoline		
Regular	20	8.2
Unleaded	20	8.7
Premium Unleaded	20	8.9
Diesel Fuel	23	9.2
Propane	13	4.0
Locomotive Fuel	10	4.5
Aviation Fuel	3	1.7

C. CONSERVATION AND RENEWABLE ENERGY

a. Programs Funded Exclusively by the Province.

The Province has continued to finance and operate its ***Home Energy Conservation Loan Program*** to provide low interest (7½%) loans to homeowners. In 1983, an additional 1 870 loans

valued at $1.6 million were provided raising the cumulative value of loans to $20 million since the program's inception in 1977.

Work on the ***Solar Radiation Monitoring Program*** has continued at the University of New Brunswick. A solar radiation monitoring network has been established consisting of five remote data collection sites and a central data processing facility. Solar radiation data is being processed to be made available in various formats to users providing wide coverage of the province.

b. Joint Federal Provincial Programs.

In January 1980 the Province of New Brunswick and the Federal Government signed the ***Canada-New Brunswick Conservation and Renewable Energy Demonstration Agreement*** (CREDA). The Agreement has been extended for an additional year which allows for operation until the end of March 1985. It provides funds for the development, demonstration, and commercialization of energy conservation and renewable energy technologies. The Federal Government provides $9 million toward the cost of the program and the Province contributes $2.25 million for a total program funding of $11.25 million.

The CREDA program has been designed in part to bridge the gap between research and implementation of promising technologies. Developing public awareness of the potential for conservation and renewables, creating employment in new and existing industries and fostering information transfer between demonstration projects and potential users of the technologies, are all key objectives of the program.

A total of 62 large scale projects representing over $8 million in CREDA funding have been approved in New Brunswick.

As well as demonstrating a wide variety of conservation and renewable technologies, the New Brunswick CREDA has been focussing on projects in Wood Energy, Heat Recovery, and Energy Efficient Retrofit. In addition to the large scale projects over 75 small scale projects totalling over $450 000, have been approved throughout New Brunswick.

A vital ingredient of every demonstration project is technology transfer. Emphasis is placed on diseminating performance results from the various demonstration projects. Final reports, booklets, exhibits, audio visual presentations and seminars and workshops are planned to ensure effective transfer of the information and to maximize the impact of CREDA in New Brunswick and across Canada.

Energy Conservation Seminars and Workshops for management and technical personnel are being offered by the Energy Secretariat to assist New Brunswick industries, commercial operations and institutions. Seminars are held in various locations around the Province. Sessions are often suggested or co-sponsored by business and trade associations and other government agencies.

The agenda focuses on energy conservation technology and techniques, developing energy contingency plans, measuring energy performance, the economics of energy-related investments and employee motivation. Information on current and projected energy supplies and costs is presented along with details on government sponsored, energy-related demonstrations, case studies and funding programs suitable to the industrial, commercial and institutional sectors.

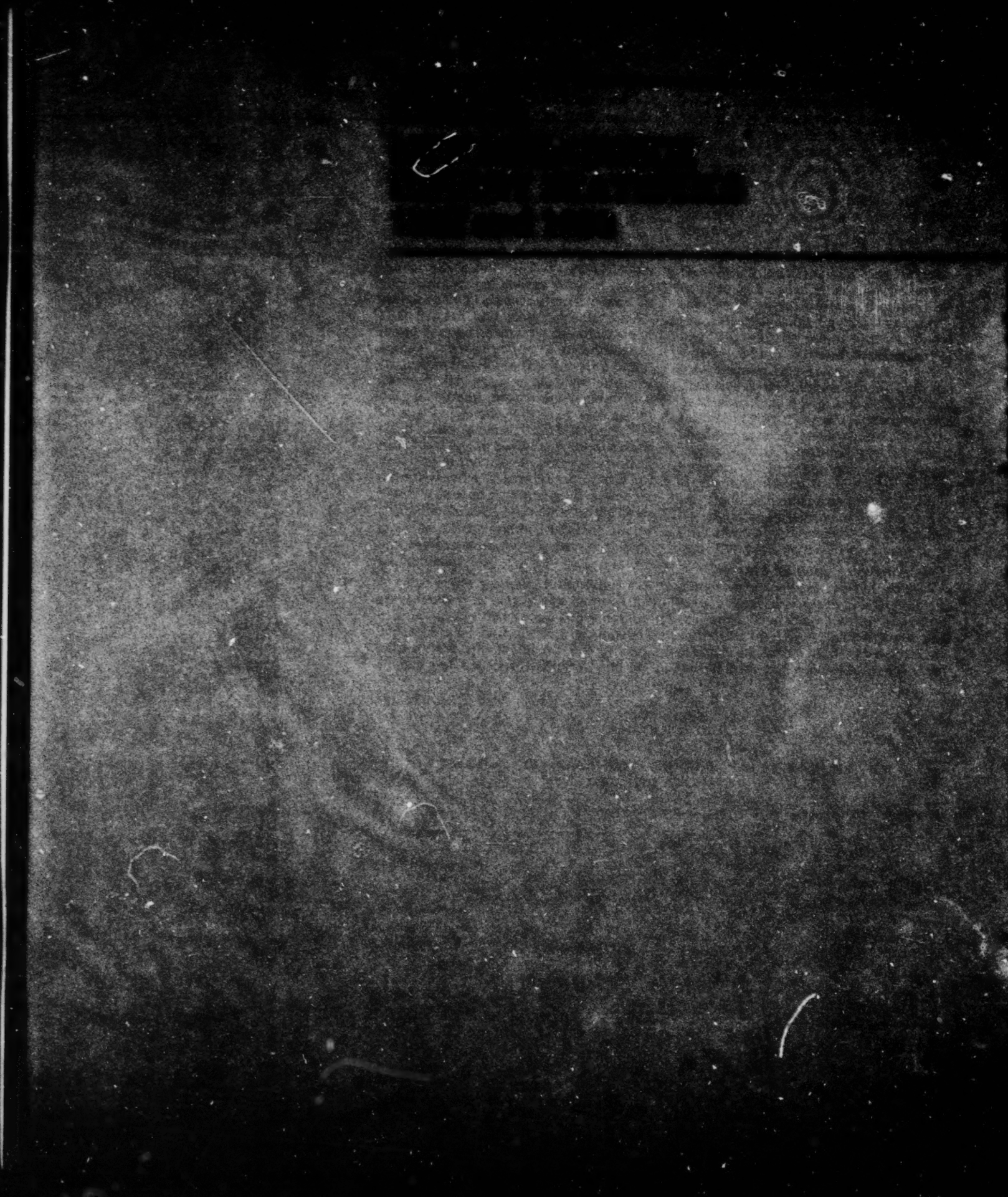
D. PUBLICATIONS

The New Brunswick Energy Secretariat has produced a number of publications to help the general public gain a better understanding of energy matters. Some of those publications are the output of our ongoing research program, while others are related to the CREDA program and provincial conservation and renewable energy activity.

- ***New Brunswick Energy Statistics, 1973-79***
- ***New Brunswick Energy Review (Annual)***
- ***Energy Update (Annual)***
- ***Survey of Residential Fuelwood Use, 1979-80 and 1981-82***
- ***A Wood Chip Primer***
- ***A Sawdust Primer***
- ***Wood Chip Heating of Homes and Other Small Buildings***
- ***The Conserver: A Report on the New Brunswick Department of Education Energy Conservation Program***
- ***Enersaves – Energy Conservation in Arenas***
- ***Proceedings of the Wood Energy Symposium – 26-28 February 1984, Fredericton***
- ***Energy Scene Newsletter***
  - ***#1 Wood Energy***
  - ***#2 Energy Management***
  - ***#3 Energy Conservation in Housing***
- ***Brochures & final reports on various projects under the CREDA program***

TABLE I–10. SELECTED CREDA PROJECTS IN NEW BRUNSWICK

	Project Location	Description
1. Renewable Energy		
Integrated harvesting of pulpwood and fuel chips on currently unproductive land	Boise Cascade Canada Ltd, Newcastle	Demonstrating technical and economic feasibility of integrating fuel chip production with pulpwood on land otherwise too poorly timbered for economic harvesting.
Institutional Wood Chip Heating	Belleisle Regional High School, Springfield	Installation of a wood chip fired heating plant in a new high school to demonstrate its' viability and to provide the nucleus for a wood (residue) fuel industry in South Central New Brunswick.
Wood Residue Energy Industry Study	South Central New Brunswick	A study of the technical and economic feasibility of a regional wood energy industry in South Central New Brunswick. The study identified the elements of regional wood energy systems, and the parameters for economic viability including a detailed technical and financial assessment as well as an implementation plan also applicable to other regions of the province.
Low Head Hydro Electric Demonstration	Green River	To increase generating capacity from 950 kW to about 3 000 kW at the City of Edmundston's Green River hydro station.
2. Energy Conservation		
Ventilation Heat Recovery	Police Station, Fredericton	Installation of a coil/fluid loop heat recovery system in the Fredericton Police Station to recover heat from exhaust ventilation air.
Ducted Propulsion System for a Commercial Fishing Vessel	Caraquet	Installation of a ducted propulsion system on an existing wood fishing trawler.
Swimming Pool Energy Efficient Retrofit	Miramichi Valley High School, Newcastle	A major retrofit of an indoor swimming pool including installation of heat recovery/dehumidification equipment and an energy efficient lighting system.
Energy Efficient Co-operative Housing	Moncton	Demonstrating super energy efficient housing standards such as: high insulation levels, air tightness, efficient windows and doors, and efficient hot water use in a newly constructed 41 unit Co-op housing development.
Combustion Testing Facility	Research & Productivity Council, Fredericton	To evaluate the combustion efficiency of new and existing residential oil, gas and wood heating systems, and to disseminate this information to furnace servicing personnel and the general public.
Energy Education Curriculum Unit	High Schools throughout New Brunswick	Development and implementation of a three week teaching unit on energy conservation in existing housing aimed at secondary school students.



Summary of Major Trends in Energy Consumption

The net use of energy (see Appendix for definition) in New Brunswick decreased by 0.8 percent in 1983, moving from 105 153 terajoules (TJ) in 1982 to 104 345 TJ in 1983. Milder weather and energy conservation measures more than offset the impact of moderate economic growth on energy use in 1982-83.

During the 1973-83 period, the decade following the advent of rapidly rising petroleum prices, net energy use in the province fell by 7.8 percent. More significantly, net energy use per capita and per $ 1000 of real output dropped by 15.6 percent and 22.0 percent, respectively. It appears that the combination of energy conservation, technological change and shifts in the structure of the economy (i.e. shifts in the distribution of output among economic sectors and among industries within a sector) exerted a strong negative influence on the use of energy. In particular, the substantial drop in the use of energy per unit of output may be indicative of a trend towards a less energy-intensive economic structure through a decline in the relative size of the goods-producing sector and the increased application of energy saving technology.

The primary energy input (gross energy) needed to satisfy the demand for end use energy (net energy) does not follow a parallel path because it depends both on the amount of net energy consumed and the composition of the energy supply. For example, in 1983 gross energy use increased by 3.7 percent although net energy consumption fell by nearly one percent. This difference is primarily the result of an increase in the consumption of wood residue (which has a lower end use efficiency than, say, heavy fuel oil) and a higher share of thermal electricity (with its high conversion losses).

In terms of gross energy, the largest proportion of total energy consumption in 1983 was satisfied by non-renewable sources of energy, with a share of 73.4 percent. Renewable sources of energy – i.e., hydroelectric power plus wood and wood residue – satisfied 26.6 percent of New Brunswick's energy requirements. This is a modest improvement from the 1973 situation, when renewable energy sources met 21.0 percent of the domestic need for primary energy and is due primarily to the expanded use of forest biomass. Within the non-renewable energy group, the most significant change was the diminished role of oil. Within a decade, refined petroleum products saw their share of gross energy use plummet from 77.0 percent to 53.1 percent.

The 1973-83 period witnessed only moderate changes in the net use of energy among the major sectors of the economy. The share of the industrial sector declined from 56.4 percent to 56.2 percent, while that of the residential sector fell from 21.5 percent to 20.4 percent,

TABLE II-1. CONSUMPTION* OF ENERGY IN NEW BRUNSWICK 1973, 1982 AND 1983

	Energy Consumption 000s		Energy Consumption per Capita		Energy Consumption per $1000 Real GDP	
	TJ	BOE	TJ	BOE	TJ	BOE
Gross Energy — 1973	191 137	31 233	0.292 4	47.8	0.101 1	16.5
— 1982	193 913	31 687	0.277 4	45.3	0.088 7	14.5
— 1983	201 176	32 874	0.284 6	46.5	0.090 0	14.7
% Change 1982-1983	3.7	—	2.6	—	1.5	—
% Change 1973-1983	5.2	—	-2.7	—	-11.0	—
Net Energy — 1973	113 190	18 496	0.176 9	—	0.059 9	—
— 1982	105 153	17 183	0.150 4	24.6	0.048 1	7.9
— 1983	104 345	17 051	0.147 6	24.1	0.046 7	7.6
% Change 1982-1983	-0.8	—	-1.9	—	-2.9	—
% Change 1973-1983	-7.8	—	-15.6	—	-22.0	—

*Total energy use.

and the contribution of the commercial-institutional sector decreased from 14.7 percent to 14.6 percent. On the other hand, the share of the transportation sector rose from 7.5 percent to 8.8 percent.

The consumption of refined petroleum products continued its downward trend for the fourth consecutive year, falling from 25.7 million barrels in 1982 to 21.3 million barrels in 1983. The largest percentage reduction was recorded by heavy fuel oil (-31.8%), followed by light fuel oil (-15.6%), producer's use (-9.0%), gasoline (-4.9%) and diesel (-3.6%). The total consumption of refined petroleum products (including the heavy fuel oil used in electricity generation) fell by 21.3 percent during the 1973-83 decade and by 39.3 percent from the peak level of 35.1 million barrels reached in 1979.

FIG. II-1 CONSUMPTION OF ENERGY, 1973, 1982 AND 1983
Barrels of Oil Equivalent (BOE)

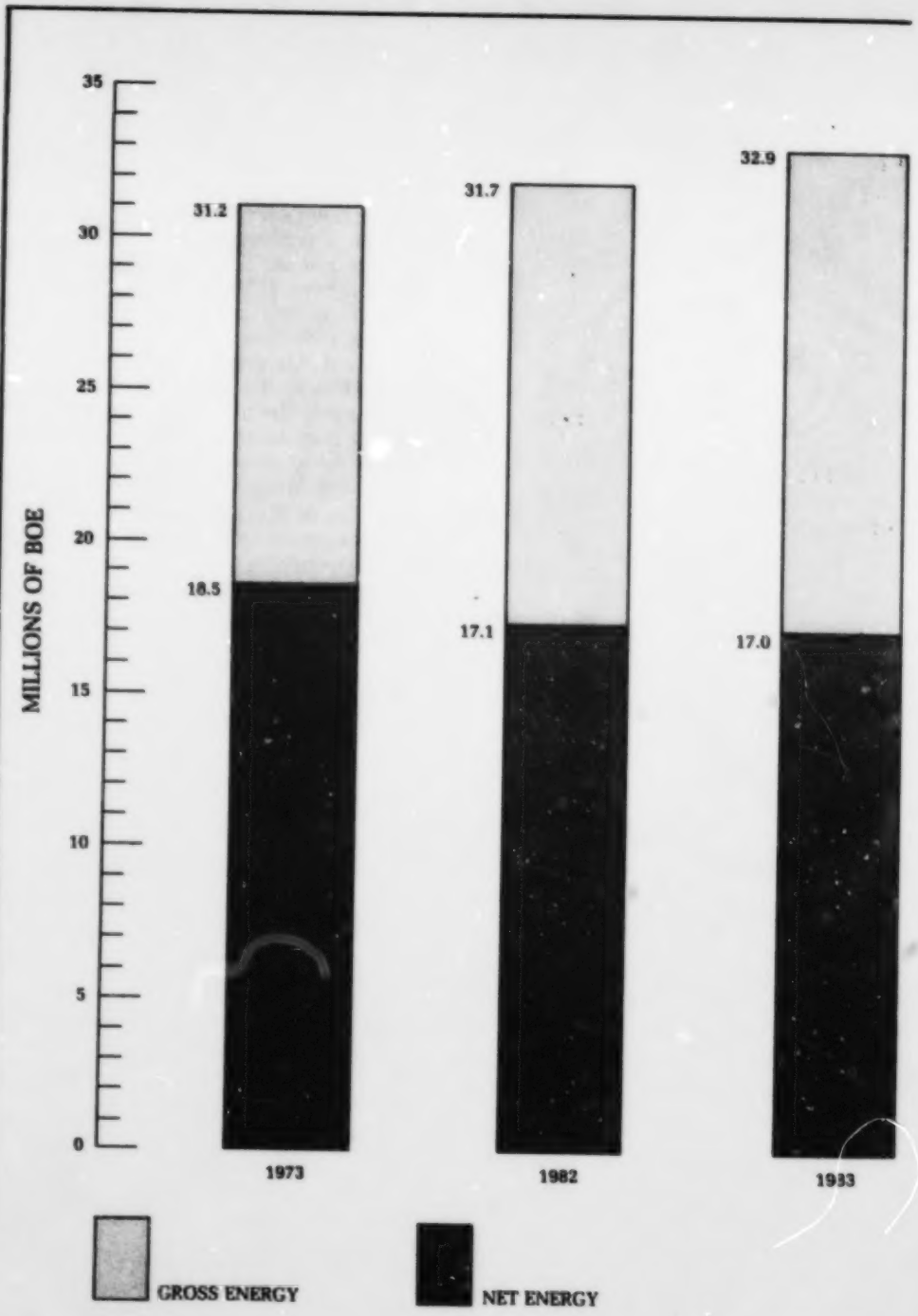
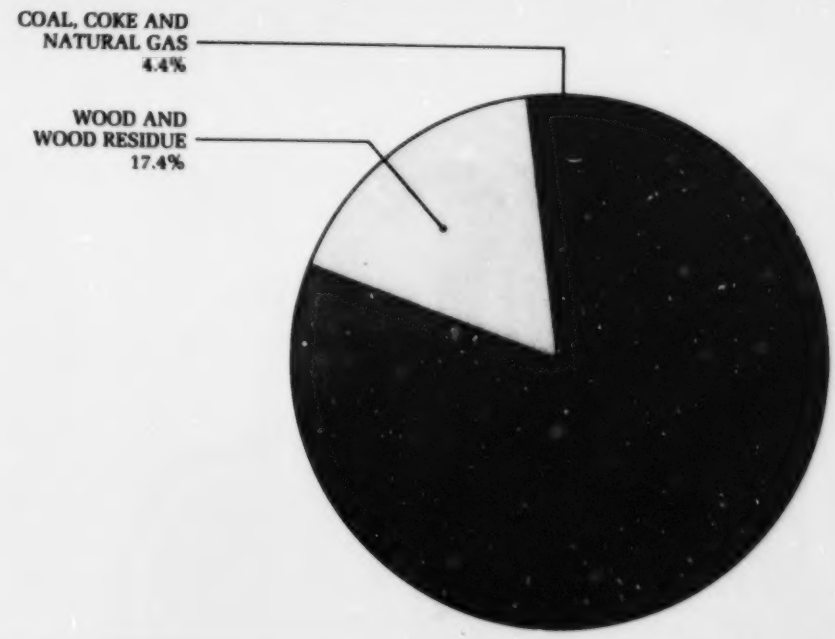


FIG. II-2 PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY PRIMARY ENERGY SOURCE, 1983

GROSS ENERGY



NET ENERGY

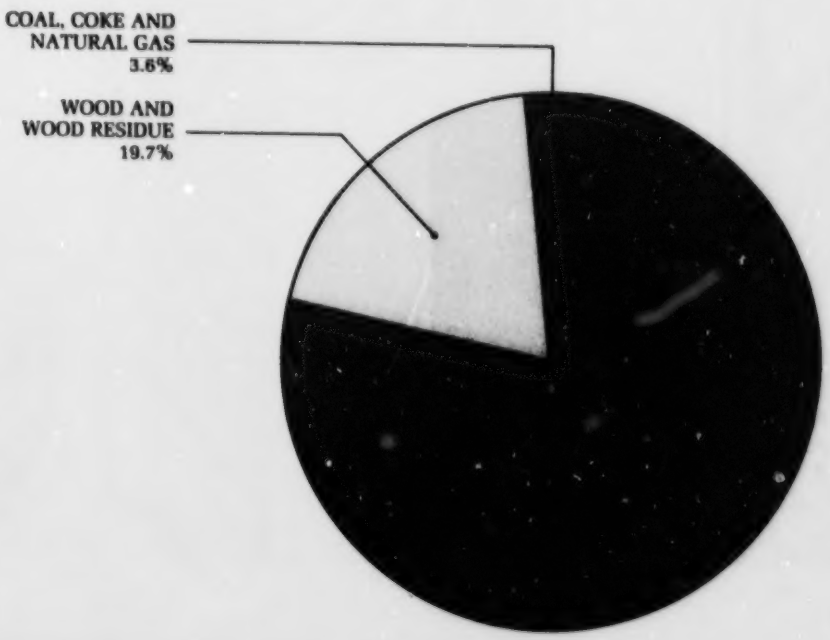
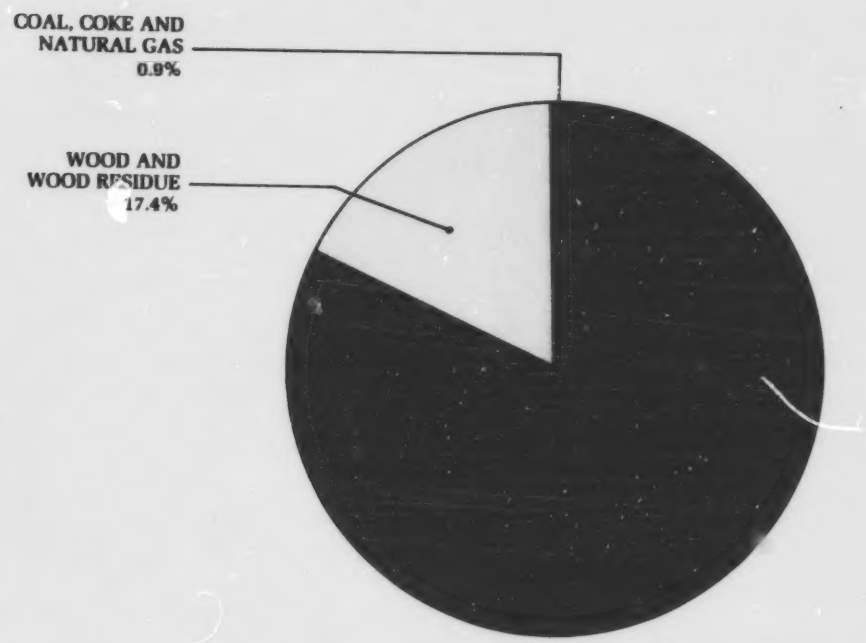


FIG. II-3 PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY END USE ENERGY FORM, 1983

A. GROSS ENERGY



B. NET ENERGY

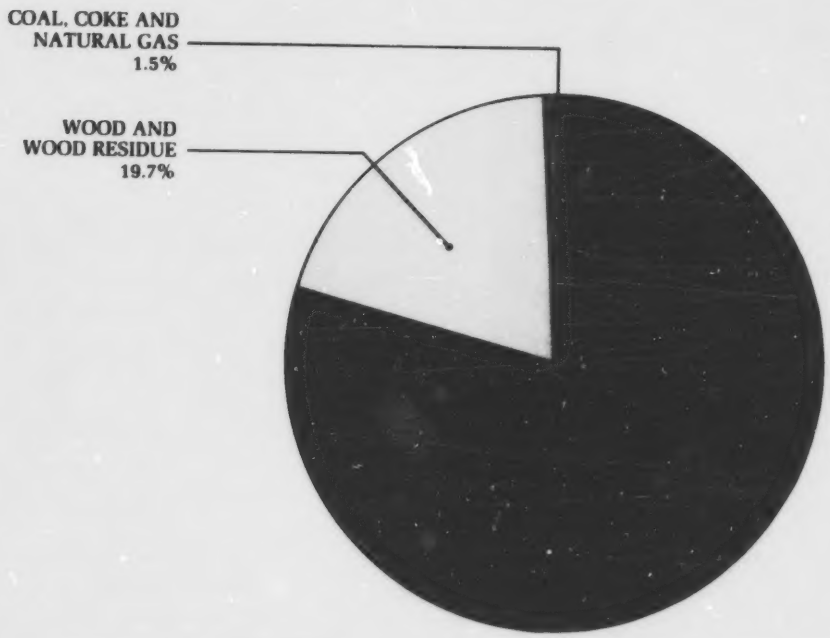


FIG. II-4 **DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY MAJOR PRIMARY ENERGY SOURCE, 1973, 1982 AND 1983**
(Gross Energy in Barrels of Oil Equivalent)

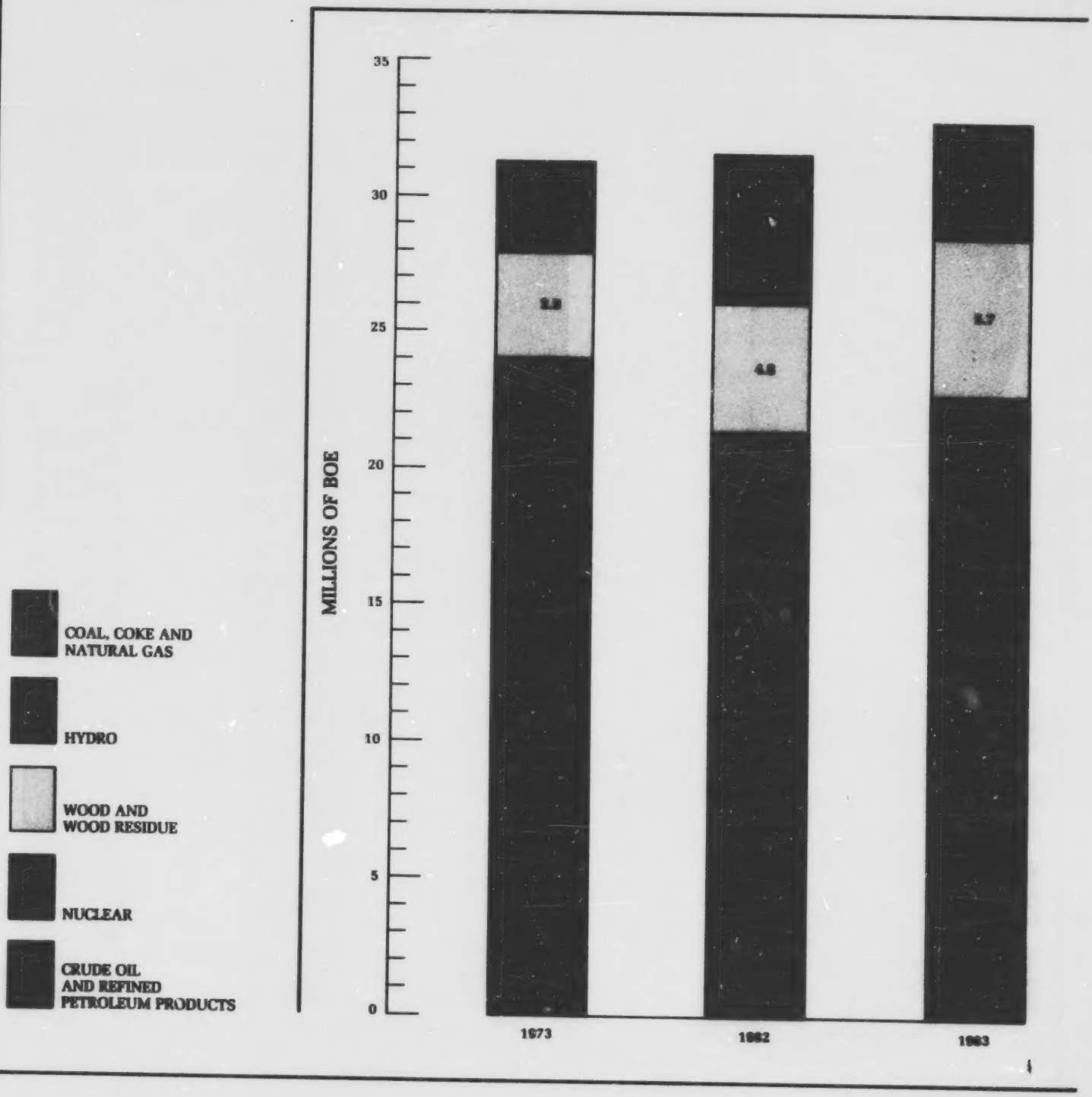


FIG. II-5 **DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR, 1973, 1982 AND 1983**
(Gross Energy in Barrels of Oil Equivalent)

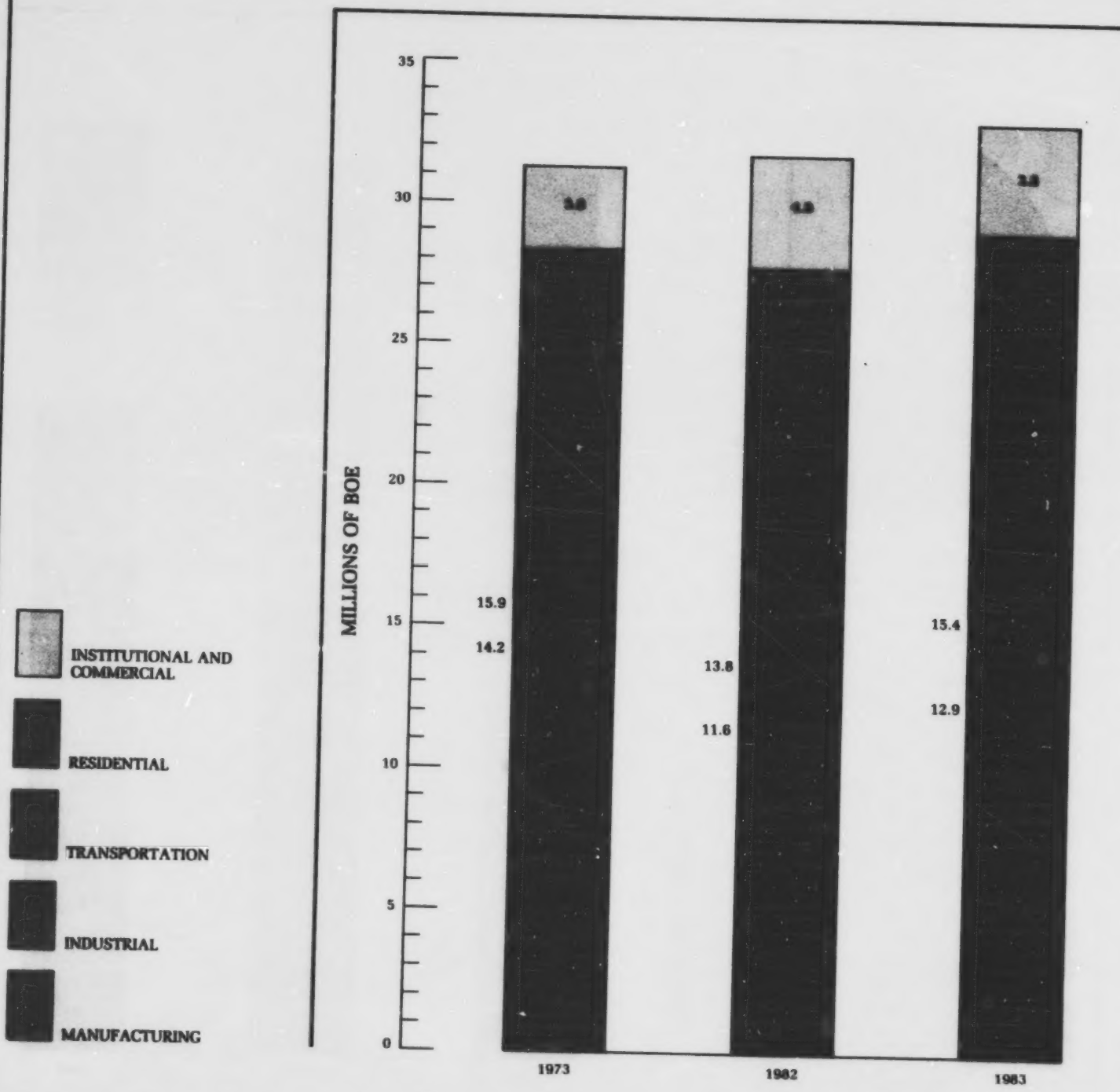
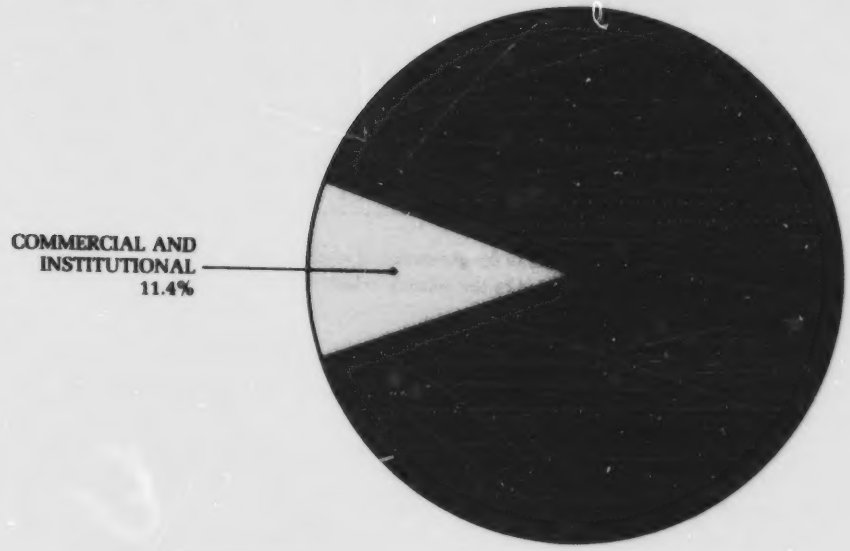


FIG. II-6 PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR, 1983

A. GROSS ENERGY



B. NET ENERGY

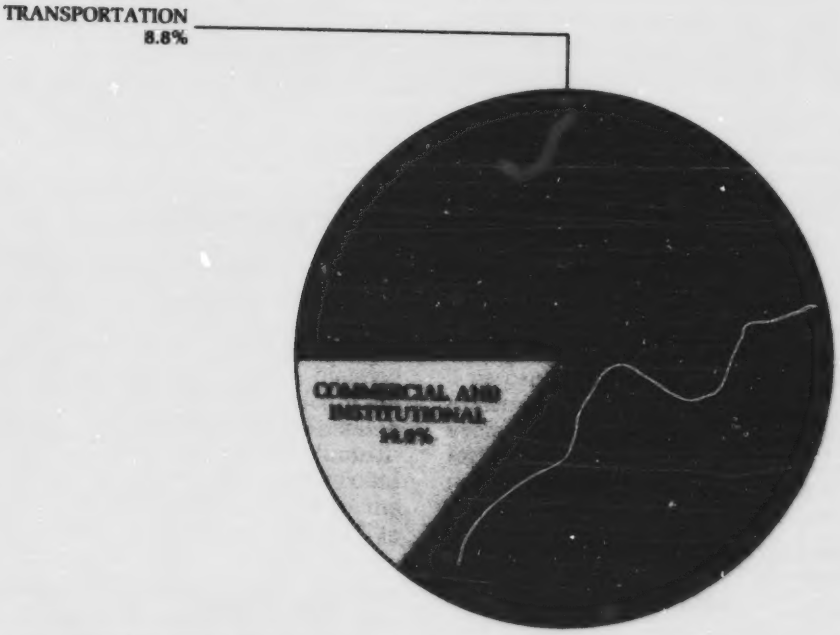


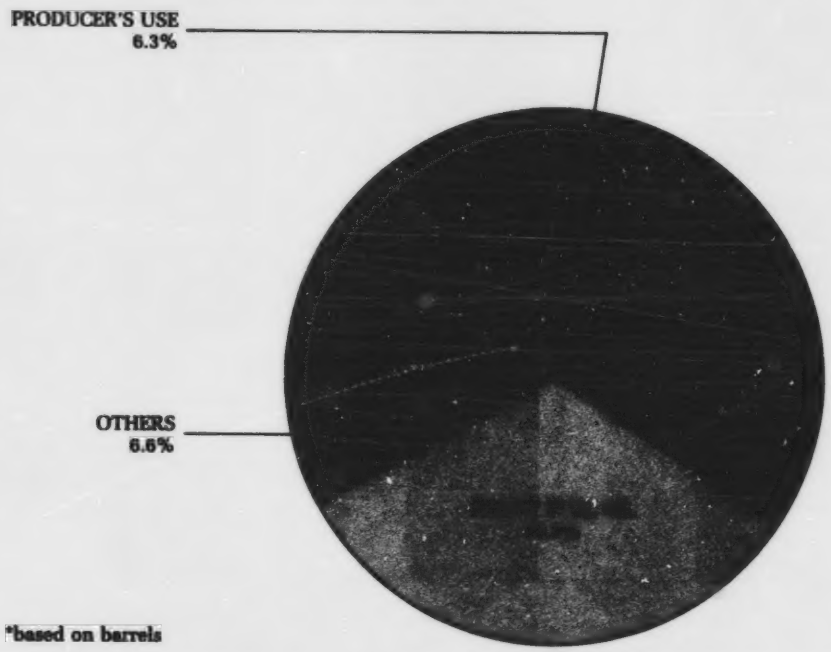
TABLE II-2. CONSUMPTION OF REFINED PETROLEUM PRODUCTS BY MAJOR PRODUCT, 1973-83*

Thousands of Barrels

	Gasoline	Diesel	Aviation Fuel	Stove Oil and Furnace Fuel	Heavy Fuel Oil	Other Products**	Total
1973	5 572	1 583	223	6 141	10 481	3 096	27 096
1974	6 012	1 871	249	6 212	10 872	3 471	28 687
1975	6 443	1 918	350	6 126	8 853	3 259	26 949
1976	6 424	1 917	407	6 443	10 431	3 366	28 988
1977	6 605	1 949	362	5 871	13 230	3 721	31 738
1978	6 949	2 072	347	5 473	13 625	4 136	32 602
1979	7 254	2 281	340	5 185	15 126	4 960	35 146
1980	7 306	2 267	341	4 881	15 303	4 901	34 999
1981	6 993	2 272	347	4 369	12 076	4 003	30 060
1982	6 446	2 163	317	4 018	10 237	2 517	25 698
1983	6 129	2 083	333	3 390	6 982	2 403	21 320

*Includes oil products used in the generation of electricity for export.
**Includes oil products used by the refining industry.

FIG. II-7 PERCENTAGE DISTRIBUTION* OF REFINED PETROLEUM PRODUCTS CONSUMPTION BY PRODUCT, 1983



*based on barrels

The production of energy in New Brunswick increased by 9.9 percent in 1983 moving to 72 346 TJ (11.8 million BOE) from 65 851 TJ (10.8 million BOE) in 1982. All major indigenous energy resources experienced gains in production; the largest percentage gain being recorded by hydro (19.5%), followed by coal (12.0%) and wood plus wood residue (6.5%).

When measured in terms of primary energy content, the largest contribution to provincial energy production was made by wood and wood residue with a 60.2 percent share, followed by coal (21.4%) and hydro (18.4%); the contribution of oil and natural gas is nearly zero. On a net energy basis, the share of the various energy sources are 60.8 percent for wood and wood residue, 26.8 percent for hydro and 12.3 percent for coal.

If electricity generated through the use of provincial hydro and coal had been used totally to meet provincial needs and if all the surplus wood residue had been consumed by the industrial and commercial sectors (with an average end use efficiency of 60 percent), the indigenous energy resource would have satisfied 40 percent of the net provincial energy requirements.

c. Prices

Crude oil. The price of crude oil, which experienced its second major jump within the past decade in 1979-80, has moderated during the past three years. The price of the OPEC marker which climbed to U.S. $36 per barrel in July 1982, receded to U.S. $29 per barrel in March 1983 and has remained constant at that level. As a result the cost of imported oil has declined steadily in the past three years dropping from a peak of $43.25 in 1981 to $39.51 in June 1984. In accordance with the June 1983 agreement between the federal and Alberta governments, the wellhead price of old oil was kept constant at $27.95 throughout 1983 and 1984. The blended price of domestic oil delivered at Montreal also remained about $36.30. In May 1984, Canadian old oil was priced at 75.3 percent of imported oil and the blended price was 92.1 percent of the price of imported oil. If the Canadian Ownership Charge ($1.15 per barrel) was eliminated, a move to international prices could be accomodated by an increase in the blended price of $1.98 per barrel (1.2¢ per litre.)

Gasoline. The price of gasoline in Saint John followed an inverted u-shape pattern, first increasing from 41.6¢ per litre ($1.89 per gallon) in March 1982 to 49.7¢ per litre ($2.26 per gallon) in December 1983 and then receding to 48.3¢ per litre ($2.20 per gallon) by the middle of 1984.

Heating Oil. The price of heating oil increased by 3.8¢ per litre (12.8 percent) from March 1982 to March 1983, but rose at a more moderate rate in the following year (an increase of 1.2¢ per litre or 3.5%), and remained constant at 35.1¢ per litre ($1.60 per gallon) during the second quarter of 1984.

Natural Gas. Natural gas rates remained constant at the levels established in April 1981.

Electricity. Electric power rates were revised upwards on April 10, 1984. On the average the increase amounted to about 6 percent. For an urban residential customer using 700 kWh per month (i.e. an average customer not using electricity for space heating) the latest rate change resulted in an increase of $2.76 in the monthly bill, up from $45.91 to $48.67.

Coal. The price of provincially produced coal increased from about $51 per short ton in 1982 to $56 in 1984.

FIG. II-8 **DISTRIBUTION OF ENERGY PRODUCTION BY PRIMARY ENERGY SOURCE, 1973, 1982 AND 1983**
(Gross Energy in Barrels of Oil Equivalent)

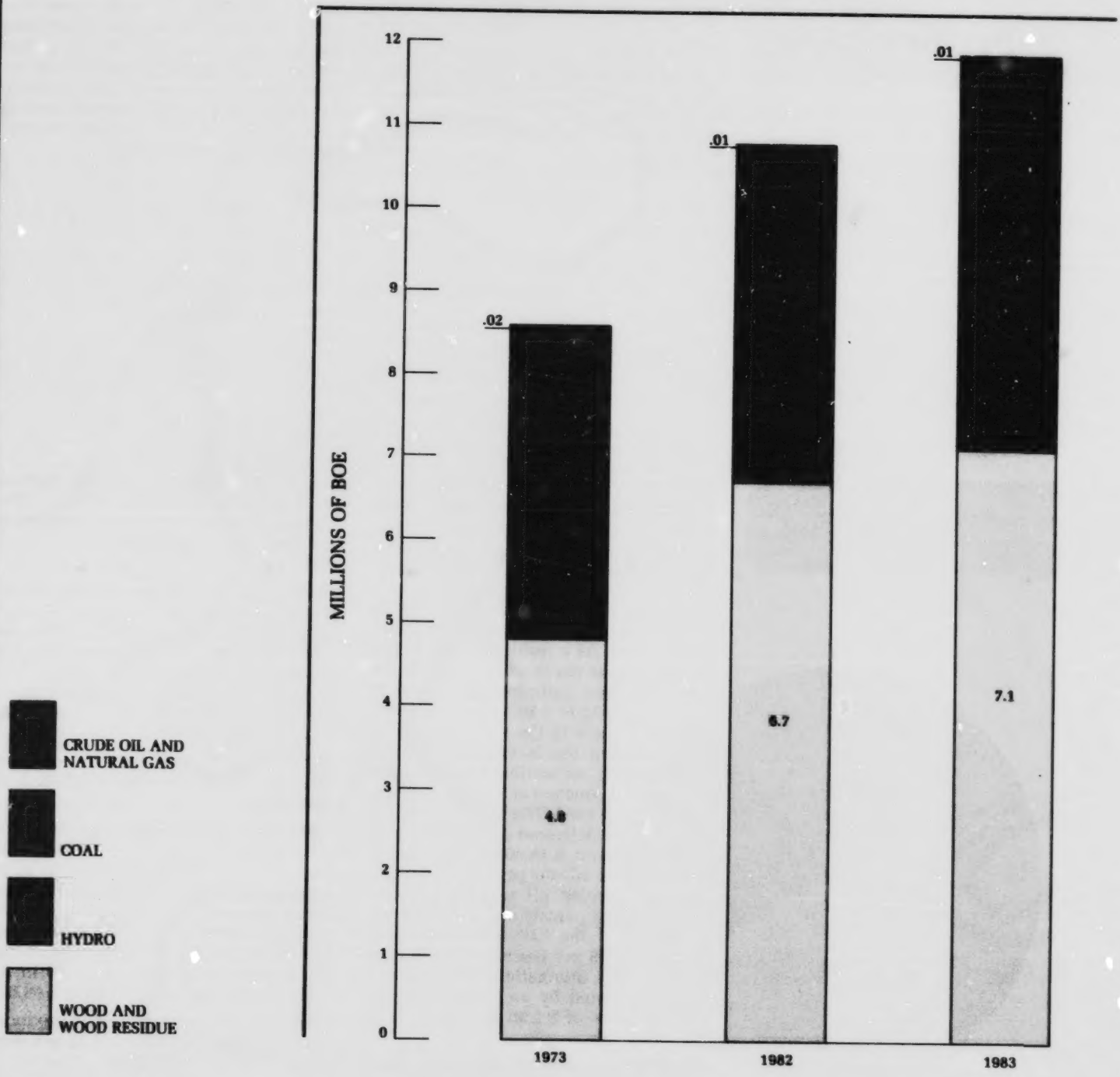
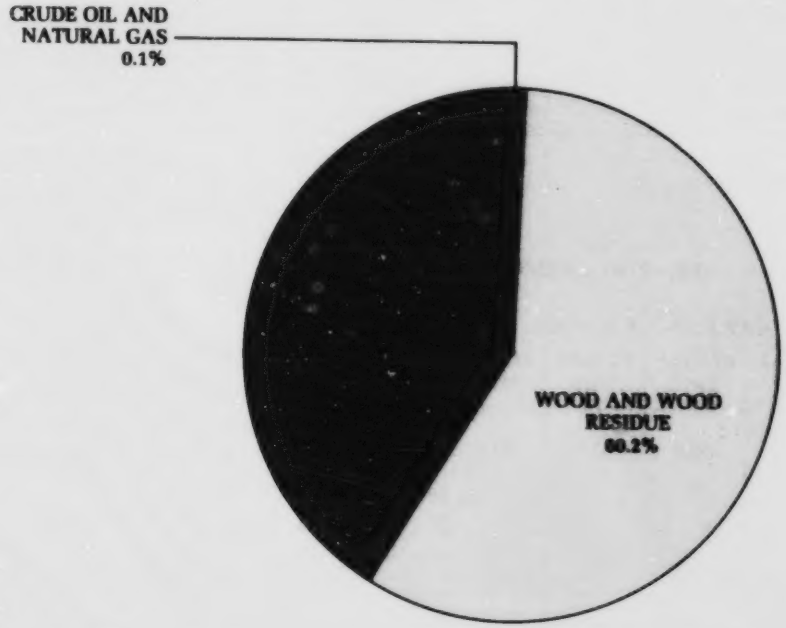


FIG. II-9 PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY PRODUCTION BY MAJOR PRIMARY ENERGY SOURCE, 1983

A. GROSS ENERGY



B. NET ENERGY

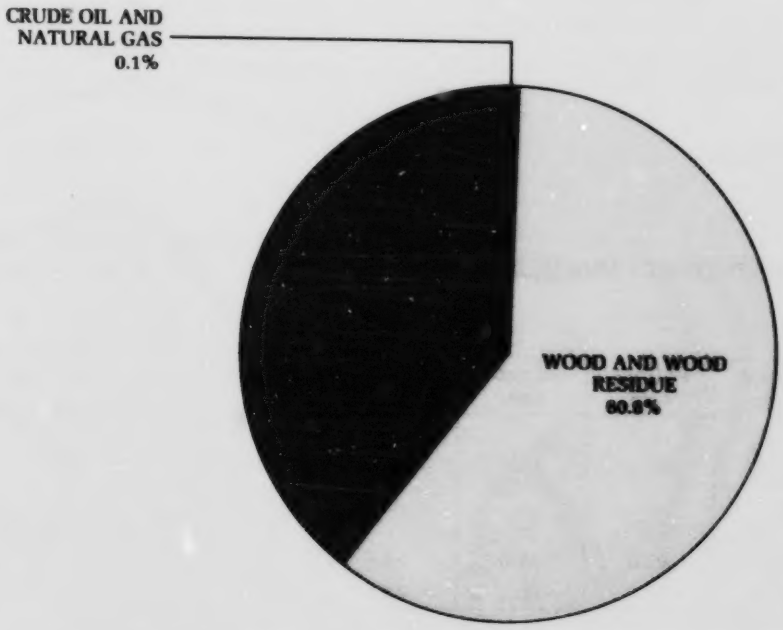


TABLE II–3. AVERAGE RETAIL PRICE OF REGULAR GASOLINE AND HEATING OIL, 1979–84 (SAINT JOHN)

Year and Month	Gasoline		Heating Oil	
	$ per gallon	¢ per litre	$ per gallon	¢ per litre
1979 January	1.00	22.0	0.62	13.6
March	1.01	22.2	0.63	13.9
June	1.02	22.4	0.63	13.9
September	1.08	23.8	0.68	15.0
December	1.11	24.4	0.70	15.4
1980 March	1.15	25.3	0.74	16.3
June	1.16	25.5	0.74	16.3
September	1.20	26.4	0.78	17.2
December	1.30	28.6	0.87	19.1
1981 March	1.50	33.0	1.04	22.9
June	1.63	35.8	1.15	25.3
September	1.74	38.3	1.22	26.8
December	1.76	38.7	1.24	27.3
1982 March	1.89	41.6	1.35	29.8
June	1.91	42.1	1.35	29.8
September	2.03	44.7	1.46	32.1
December	2.06	45.3	1.46	32.2
1983 March	2.15	47.2	1.53	33.6
June	2.23	49.0	1.53	33.6
September	2.25	49.6	1.55	34.2
December	2.26	49.7	1.55	34.2
1984 March	2.23	49.1	1.60	35.1
June	2.20	48.3	1.60	35.1

TABLE II–4. NATURAL GAS RATES 1979–84

	1979*	April 1, 1980	April 1, 1981**
¢ per therm[a] based on monthly consumption			
First 10 therms	60***	66***	66****
Next 40 therms	50	55	55
Next 50 therms	40	45	
Next 300 therms	35		
Next 500 therms	28		
Balance		37.5	52

* Effective date June 1, 1978.

** Applies to commercial customers only. Residential customers pay the 1980 rates.

*** Minimum charge $3.00 per month.

**** Minimum charge $4.00 per month.

[a] One therm equals 100 000 BTUs. The therm is the unit which the Public Utilities Board has traditionally used in setting natural gas prices.

TABLE II–5. ELECTRIC POWER RATES FOR RESIDENTIAL CUSTOMERS 1979–84

	URBAN					RURAL				
	April 12 1979	May 23 1980	May 25 1981	April 14 1983	April 10 1984	April 12 1979	May 23 1980	May 25 1981	April 14 1983	April 10 1984
Service Charge $ per month	6.00	6.90	7.90	8.60	9.12	7.00	7.90	8.90	9.70	10.28
Energy Rate ¢ per kWh										
First 700 kWh	4.20	4.52	4.90	5.33	5.65	4.20	4.52	4.90	5.33	5.65
Balance kWh	3.20	3.36	3.53	3.84	4.07	3.20	3.36	3.65	3.84	4.07

TABLE II–6. ELECTRIC POWER RATES FOR GENERAL SERVICE CUSTOMERS 1979–1984

	GENERAL SERVICE					GENERAL SERVICE ALL-ELECTRIC				
	April 12 1979	May 23 1980	May 25 1981	April 14 1983	April 10 1984	April 12 1979	May 23 1980	May 25 1981	April 14 1983	April 10 1984
Service Charge $ per month	5.60	6.90	7.90	8.60	9.12	5.60	6.90	7.90	8.60	9.12
Monthly Demand Charge $ per kW										
First 20 kW	—	—	—	—	—					
Balance kW	5.35	5.72	6.25	6.77	7.05					
Energy Rate ¢ per kWh										
First 1 500 kWh						6.15*				
Next 4 500 kWh						5.17				
Balance kWh						3.75				
First 5 000 kWh	5.75	6.16	6.87	7.47	7.90		6.16	6.87	7.47	7.90
Next 5 000 kWh	3.75	4.02	4.34	4.71	4.90		4.42	4.95	5.39	5.70
Balance kWh	3.75	4.02	4.34	4.71	4.90		4.14	4.64	5.08	5.39

*Minimum monthly charge of $28.60.

TABLE II–7. ELECTRIC POWER RATES FOR SMALL INDUSTRIAL CUSTOMERS 1979–84

	April 12 1979	May 23 1980	May 25 1981	April 14 1983	April 10 1984
Monthly Demand Charge $ per kW	2.60*	2.93*	3.24	3.53	3.74
Energy Rate ¢ per kWh					
First 100 kWh per kW	5.28	5.64	6.24	6.79	7.20
Balance kWh	2.48	2.65	2.93	3.19	3.38

*Per kW of billing demand.

TABLE II–8. ELECTRIC POWER RATES FOR LARGE INDUSTRIAL CUSTOMERS 1979 – 1984

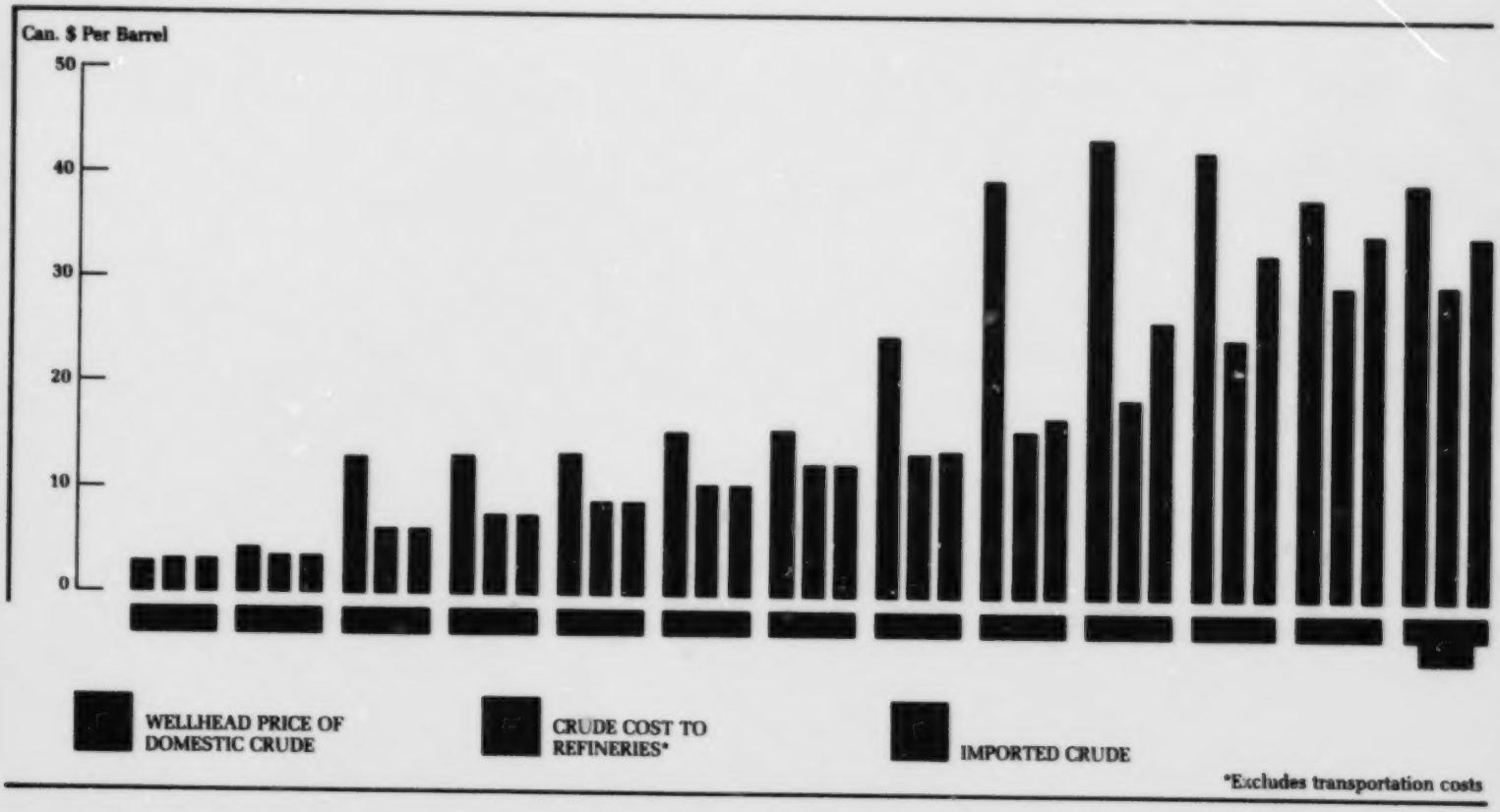
	April 12 1979	May 23 1980	May 25 1981	April 14 1983	April 10 1984
Monthly Demand Charge $ per kW					
First 2 500 kW	6.01	6.19	6.85	7.45	7.60
Next 5 000 kW	5.46	6.03	6.67	7.26	7.41
Balance kW	4.80	5.64	6.24	6.79	6.93
Energy Rate ¢ per kWh					
First 900 000 kWh	2.24	2.29	2.53	2.75	2.97
Next 1 800 000 kWh	2.01	2.18	2.41	2.62	2.83
Balance kWh	1.85	1.95	2.16	2.35	2.54

TABLE II–9. PRICES OF VARIOUS RESIDENTIAL SPACE HEATING FUELS, JUNE 1984

		Oil				Natural Gas ***		
	Electricity	Old Furnace	Old Furnace with New Burner	New Super-Efficient Burner	Wood	Old Furnace	New Super-Efficient Burner	Propane New Super-Efficient Burner
Seasonal efficiency of space heating apparatus %	100	60	75	92	50	60	92	92
Amount of fuel needed to deliver one gigajoule of net energy*	277.80 kWh	9.49 gal.	7.59 gal.	6.19 gal.	0.078 cords	1.667 mcf	1.087 mcf	9.36 gal.
Price of fuel $	0.04	1.64	1.64	1.64	85.00	6.00	6.00	1.30
Cost of 1 net gigajoule of energy $	11.31	15.56	12.45	10.15	6.63	10.00	6.52	12.17
Amount of fuel needed to deliver 60 net gigajoules (net space heating requirements of an average home)**	16 669 kWh	569.4 gal.	455.4 gal.	371.4 gal.	4.68 cords	100.02 mcf	65.22 mcf	561.6 gal.
Cost of 60 net gigajoule $	678.40	933.80	746.90	609.10	397.80	600.10	391.30	730.10

*Equivalent to 948 214 BTU s.
**Approximately 1200 square feet.
***Natural gas prices are those charged by Moncton Utility Gas. Prices may be different if natural gas supplies originate outside the province. For example, if the price charged in Quebec City were applied, then space heating costs would be $726 for the old furnace and $474 for the super-efficient furnace.

FIG. II-10 PRICES OF DOMESTIC AND IMPORTED OIL, 1972-84



B. Energy Balances 1982 and 1983

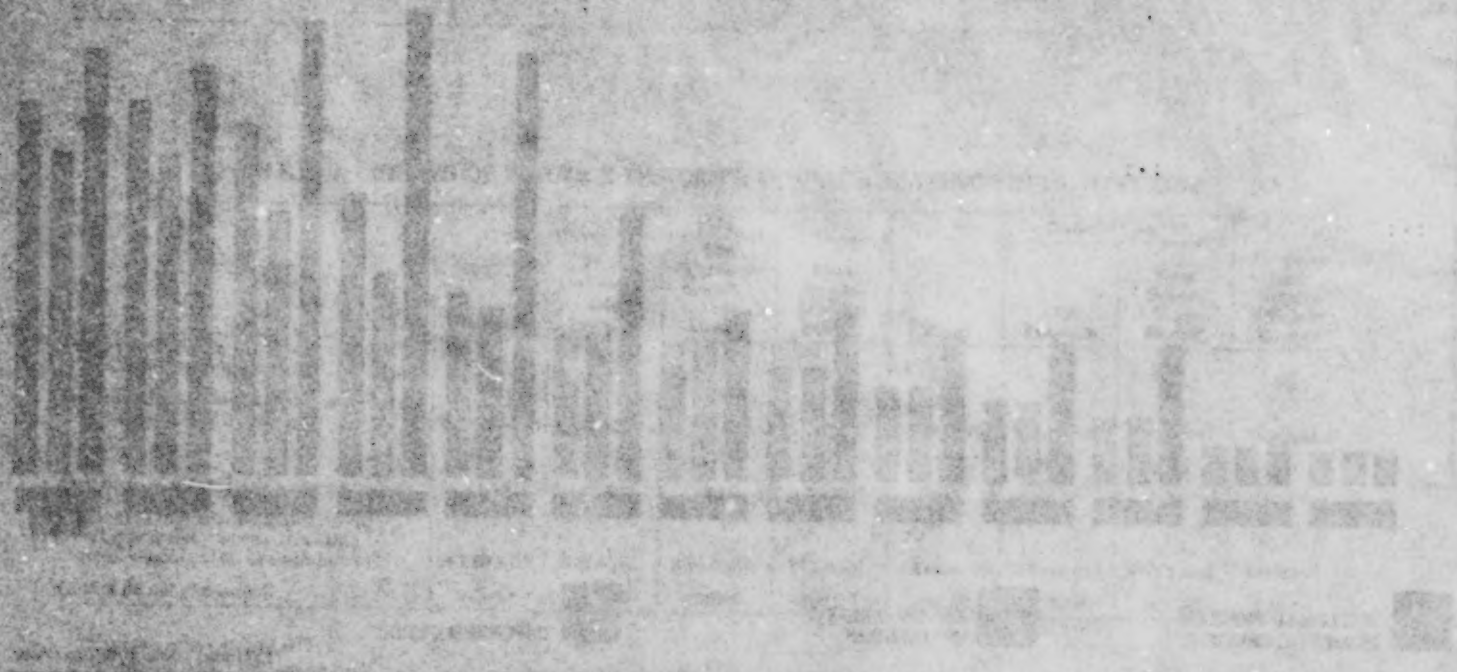


TABLE II–10. Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy, 1982 — Gross Energy

A. NATURAL UNITS

	CRUDE OIL (000's Bbls.)	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	HYDRO ELECTRICITY (gWh)	TOTAL PRIMARY ENERGY	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Bbls.)	THERMAL ELECTRICITY (gWh)	TOTAL SECONDARY ENERGY	TOTAL PRIMARY AND SECONDARY ENERGY	TOTAL ELECTRICITY (gWh)
Production	1	549 480	68 166	401	2 110	2 627	—	24 467	6 065	—	—	8 692
Imports	17 670	45 428	—	—	—	—	—	5 291	19	—	—	19
Exports	—	—	—	—	—	977	—	4 160	2 019	—	—	2 996
Net Inter-Regional Transfers	5 204	50 721	—	—	—	3 614	—	—	-566	—	—	3 048
Changes in inventory, losses and other adjustments	-1 592	-56 435	3 530	—	613	446	—	—	296	—	—	742
Total Available	24 467	702 064	64 636	401	1 497	4 818	—	25 698	3 203	—	—	8 021
Transformed to												
Refined Petroleum Products	24 467	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Electricity	—	603 669	—	—	—	—	—	6 408	—	—	—	—
Supply	—	98 395	64 636	401	1 497	4 818	—	19 290	3 203	—	—	8 021
Non-Energy Use	—	—	—	—	--	—	—	720	—	—	—	—
Total Energy Use	—	98 395	64 636	401	1 497	4 818	—	18 570	3 203	—	—	8 021
Producer's Use	—	1 000	—	—	—	176	—	1 468	407	—	—	583
Final Demand	—	97 395	64 636	401	1 497	4 642	—	17 102	2 796	—	—	7 438

B. TERAJOULES

Production	6	13 737	72	8 815	32 083	11 138	65 851	150 869	57 555	208 424	274 275	68 693
Imports	108 121	1 136	—	—	—	—	109 257	32 626	180	32 806	142 063	180
Exports	—	—	—	—	—	4 142	4 142	25 035	19 160	44 195	48 337	23 302
Net Inter-Regional Transfers	31 843	1 268	—	—	—	15 323	48 434	—	-5 371	-5 371	43 063	9 952
Changes in inventory, losses and other adjustments	-10 899	-1 411	4	—	11 378	1 891	963	—	2 808	2 808	3 771	4 699
Total Available	150 869	17 552	68	8 815	20 705	20 428	218 437	158 460	30 396	188 856	—	50 824
Transformed to												
Refined Petroleum Products	150 869	—	—	—	—	—	150 869	—	—	—	150 869	—
Electricity	—	15 092	—	—	—	—	15 092	42 483	—	42 483	57 575	—
Supply	—	2 460	68	8 815	20 705	20 428	52 476	115 997	30 396	146 393	198 869	50 824
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	4 956	—	4 956	4 956	—
Total Energy Use	—	2 460	68	8 815	20 705	20 428	52 476	111 041	30 396	141 437	193 913	50 824
Producer's Use	--	25	—	—	—	746	771	8 984	3 862	12 846	13 617	4 608
Final Demand	—	2 435	68	8 815	20 705	19 682	51 705	102 057	26 534	128 591	180 296	46 216

TABLE II–11. Energy Use by Sector, 1962

A. NATURAL UNITS

	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Barrels)	ELECTRICITY (gWh)	TOTAL
Mining*	1 000	—	—	—	382	441	—
Manufacturing							
Food and Beverages	—	—	—	—	353	134	—
Wood Industries	—	—	—	77	116	91	—
Pulp & Paper Mills	—	—	—	1 420	2 320	1 953	—
Non-Metallic Minerals	45 428	—	—	—	201	95	—
Other Manufacturing*	33 293	—	—	—	1 678	639	—
Total Manufacturing	78 721	—	—	1 497	4 668	2 912	—
Other Industrial*	—	—	—	—	604	583	—
Total Industrial	79 721	—	—	1 497	5 654	3 936	—
Transportation							
Road	—	—	—	—	7 254	—	—
Rail	—	—	—	—	294	—	—
Air	—	—	—	—	317	—	—
Marine	—	—	—	—	477	—	—
Total Transportation	—	—	—	—	8 342	—	—
Commercial and Institutional	17 674	54 999	1	—	2 327	1 586	—
Residential	1 000	9 637	400	—	2 247	2 499	—
Total Energy Use	98 395	64 636	401	1 497	18 570	8 021	—

B. TERAJOULES

Mining*	25	—	—	—	2 407	2 739	5 171
Manufacturing							
Food and Beverages	—	—	—	—	2 265	833	3 098
Wood Industries	—	—	—	1 429	718	565	2 712
Pulp & Paper Mills	—	—	—	19 276	15 374	12 135	46 785
Non-Metallic Minerals	1 136	—	—	—	1 275	590	3 001
Other Manufacturing*	832	—	—	—	10 316	3 970	15 118
Total Manufacturing	1 968	—	—	20 705	29 948	18 094	70 715
Other Industrial*	—	—	—	—	3 648	4 608	8 256
Total Industrial	1 993	—	—	20 705	36 004	25 441	84 143
Transportation							
Road	—	—	—	—	40 571	—	40 571
Rail	—	—	—	—	1 807	—	1 807
Air	—	—	—	—	1 805	—	1 805
Marine	—	—	—	—	3 072	—	3 072
Total Transportation	—	—	—	—	47 255	—	47 255
Commercial and Institutional	442	58	22	—	14 247	9 855	24 624
Residential	25	10	8 793	—	13 535	15 528	37 891
Total Energy Use	2 460	68	8 815	20 705	111 041	50 824	193 913

*Includes producer's use.

TABLE II–12. Consumption of Refined Petroleum Products, 1982

000's Barrels

	MOTOR GASOLINE	DIESEL FUEL	AVIATION FUEL	L.F.O. AND KEROSENE	H.F.O.	PROPANE AND BUTANE	NON-ENERGY PRODUCTS	TOTAL EXCLUDING PRODUCER'S USE	TOTAL INCLUDING PRODUCER'S USE
Mining	4	126	—	17	215	20	—	382	382
Manufacturing									
Food and Beverages	34	8	—	48	259	4	—	353	353
Wood Industries	10	39	—	27	37	3	—	116	116
Pulp & Paper Mills	5	—	—	—	2 313	2	—	2 320	2 320
Non-Metallic Minerals	4	28	—	31	128	10	—	201	201
Other Manufacturing	8	6	—	68	122	6	—	210	1 678
Total Manufacturing	61	81	—	174	2 859	25	—	3 200	4 668
Other Industrial	97	476	—	26	3	2	—	604	604
Total Industrial	162	683	—	217	3 077	47	—	4 186	5 654
Transportation									
Road	6 284	969	—	—	—	1	—	7 254	7 254
Rail	—	294	—	—	—	—	—	294	294
Air	—	—	317	—	—	—	—	317	317
Marine	—	188	—	—	289	—	—	477	477
Total Transportation	6 284	1 451	317	—	289	1	—	8 342	8 342
Commercial and Institutional	—	—	—	1 678	505	144	—	2 327	2 327
Residential	—	—	—	2 089	21	137	—	2 247	2 247
Final Demand	6 446	2 134	317	3 984	3 892	329	—	17 102	—
Total Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	—	18 570
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	720	—	720
Transformed to Electricity	—	29	—	34	6 345	—	—	—	6 408
Total Consumption of R.P.P.	6 446	2 163	317	4 018	10 237	329	720	—	25 698

TERAJOULES

Mining	22	774	—	104	1 426	81	—	2 407	2 407
Manufacturing									
Food and Beverages	187	49	—	295	1 718	16	—	2 265	2 265
Wood Industries	55	240	—	166	245	12	—	718	718
Pulp & Paper Mills	28	—	—	—	15 338	8	—	15 374	15 374
Non-Metallic Minerals	22	172	—	191	849	41	—	1 275	1 275
Other Manufacturing	44	37	—	418	809	24	—	1 332	10 316
Total Manufacturing	336	498	—	1 070	18 959	101	—	20 964	29 948
Other Industrial	534	2 926	—	160	20	8	—	3 648	3 648
Total Industrial	892	4 198	—	1 334	20 405	191	—	27 020	36 004
Transportation									
Road	34 611	5 956	—	—	—	4	—	40 571	40 571
Rail	—	1 807	—	—	—	—	—	1 807	1 807
Air	—	—	1 805	—	—	—	—	1 805	1 805
Marine	—	1 156	—	—	1 916	—	—	3 072	3 072
Total Transportation	34 611	8 919	1 805	—	1 916	4	—	47 255	47 255
Commercial and Institutional	—	—	—	10 314	3 349	584	—	14 247	14 247
Residential	—	—	—	12 840	139	556	—	13 535	13 535
Final Demand	35 503	13 117	1 805	24 488	25 809	1 335	—	102 057	—
Total Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	—	111 041
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	4 956	—	4 956
Transformed to Electricity	—	178	—	209	42 076	—	—	—	42 463
Total Consumption of R.P.P.	35 503	13 295	1 805	24 697	67 885	1 335	4 956	—	158 460

TABLE II–13. Energy Use by Sector, 1982

Net Energy

TERAJOULES

	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Barrels)	ELECTRICITY (gWh)	TOTAL
Mining*	—	—	—	—	1 600	1 588	3 188
Manufacturing							
Food and Beverages	—	—	—	836	1 801	482	3 119
Wood Industries	—	—	—	11 959	432	328	12 719
Pulp & Paper Mills	—	—	—	—	13 357	7 031	20 388
Non-Metallic Minerals	988	—	—	—	980	342	2 310
Other Manufacturing	724	—	—	—	1 086	2 300	4 110
Total Manufacturing	1 712	—	—	12 795	17 656	10 483	42 646
Other Industrial*	—	—	—	—	1 023	—	1 023
Total Industrial	1 712	—	—	12 795	20 279	12 071	46 857
Transportation							
Road	—	—	—	—	8 293	—	8 293
Rail	—	—	—	—	416	—	416
Air	—	—	—	—	542	—	542
Marine	—	—	—	—	458	—	458
Total Transportation	—	—	—	—	9 709	—	9 709
Commercial and Institutional	287	45	11	—	11 592	5 710	17 645
Residential	13	8	4 397	—	8 232	8 996	21 646
Final Demand	2 012	53	4 408	12 795	4 9812	26 777	95 857
Total Energy Use	2 034	53	4 408	12 795	56 987	28 876	105 153

*Excludes producer's use.

TABLE II–14. FROM GROSS ENERGY TO NET ENERGY, 1982

	TERAJOULES	% ROW 1	% ROW 9	% ROW 15	% ROW 21	ROWS 11-21 AS % OF ROWS 5-9
1 Gross Energy Use Adjusted	212 042	100.0	—	—	—	—
2 Electric Conversion Losses*	37 402	17.6	—	—	—	—
3 Producer's Use**	13 779	6.5	—	—	—	—
4 Final Demand (Gross Energy)						
5 Industrial	61 768	29.1	38.4	—	—	—
6 Transportation	47 255	22.3	29.4	—	—	—
7 Commercial-Institutional	20 479	9.7	12.7	—	—	—
8 Residential	31 359	14.8	19.5	—	—	—
9 Sum	160 861	75.9	100.0	—	—	—
10 End-Use Conversion Losses						
11 Industrial	14 907	7.0	9.3	22.9	—	24.1
12 Transportation	37 547	17.7	23.3	57.8	—	79.5
13 Commercial-Institutional	2 834	1.3	1.8	4.4	—	13.8
14 Residential	9 713	4.6	6.0	14.9	—	31.0
15 Sum	65 001	30.7	40.4	100.0	—	40.4
16 Final Demand (Net Energy)						
17 Industrial	46 861	22.1	29.1	—	48.9	75.9
18 Transportation	9 708	4.6	6.0	—	10.1	20.5
19 Commercial-Institutional	17 645	8.3	11.0	—	18.4	86.2
20 Residential	21 646	10.2	13.5	—	22.6	69.0
21 Sum	95 860	45.2	59.6	—	100.0	59.6

*Includes losses associated with electricity exports. Excludes losses associated with electricity imports

**Includes transmission losses

TABLE II–15. Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy, 1983 Gross Energy

A. NATURAL UNITS

	CRUDE OIL (000's Bbls.)	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	HYDRO ELECTRICITY (gWh)	TOTAL PRIMARY ENERGY (gWh)	REFINED PETROLEUM PRODUCTS	THERMAL ELECTRICITY (gWh)	TOTAL SECONDARY ENERGY	TOTAL PRIMARY AND SECONDARY ENERGY	TOTAL ELECTRICITY (gWh)
Production	1	615 388	56 462	401	2 322	3 142	—	22 265	9 118	—	—	12 260
Imports	14 065	40 698	—	—	—	—	—	4 491	42	—	—	42
Exports	—	—	—	—	—	2 327	—	5 436	2 984	—	—	5 311
Net Inter-Regional Transfers	6 935	29 984	—	—	—	3 980	—	—	–1 146	—	—	2 834
Changes in inventory, losses and other adjustments	–1 265	–28 319	5 683	—	461	410	—	—	430	—	—	840
Total Available	22 265	714 389	50 799	401	1 861	4 385	—	21 320	4 600	—	—	8 985
Transformed to												
Refined Petroleum Products	22 265	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Electricity	—	641 707	—	—	—	—	—	3 864	—	—	—	—
Supply	—	72 682	50 799	401	1 861	4 385	—	17 456	4 600	—	—	8 985
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	691	—	—	—	—
Total Energy Use	—	72 682	50 799	401	1 861	4 385	—	16 765	4 600	—	—	8 985
Producer's Use	—	1 000	—	—	—	193	—	1 336	560	—	—	753
Final Demand	—	71 682	50 799	401	1 861	4 192	—	15 429	4 040	—	—	8 232

B. TERAJOULES

Production	6	15 385	59	8 815	34 759	13 322	72 346	135 814	91 180	226 994	299 340	104 502
Imports	86 073	1 017	—	—	—	—	87 090	27 395	420	27 815	114 905	420
Exports	—	—	—	—	—	9 866	9 866	33 159	29 840	62 999	72 865	39 706
Net Inter-Regional Transfers	42440	750	—	—	—	16 875	60 065	—	–11 460	–11 460	48 605	5 415
Changes in inventory, losses and other adjustments	–7 295	–708	6	—	8 557	1 738	2 298	—	4 300	4 300	6 598	6 038
Total Available	135 814	17 860	53	8 815	26 202	18 592	207 336	130 050	46 000	176 050	—	64 592
Transformed to												
Refined Petroleum Products	135 814	—	—	—	—	—	135 814	—	—	—	135 814	—
Electricity	—	16 043	—	—	—	—	16 043	25 597	—	25 597	41 640	—
Supply	—	1 817	53	8 815	26 202	18 592	55 479	104 453	46 000	150 453	205 932	64 592
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	4 756	—	4 756	4 756	—
Total Energy Use	—	1 817	53	8 815	26 202	18 592	55 479	99 697	46 000	145 697	201 176	64 592
Producer's Use	—	25	—	—	—	818	843	8 176	5 600	13 776	14 619	6 418
Final Demand	—	1 792	53	8 815	26 202	17 774	54 636	91 521	40 400	131 921	186 557	58 174

TABLE II–16. Energy Use by Sector, 1983

A. NATURAL UNITS

	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cor...)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Barrels)	ELECTRICITY (gWh)	TOTAL
Mining*	1 000	—	—	—	388	441	—
Manufacturing							
Food and Beverages	—	—	—	—	321	242	—
Wood Industries	—	—	—	77	111	164	—
Pulp & Paper Mills	—	—	—	1 784	1 946	2 402	—
Non-Metallic Minerals	40 698	—	—	—	198	172	—
Other Manufacturing*	14 013	—	—	—	1 542	552	—
Total Manufacturing	54 711	—	—	1 861	4 118	3 532	—
Other Industrial*	—	—	—	—	605	753	—
Total Industrial	55 711	—	—	1 861	5 111	4 725	—
Transportation							
Road	—	—	—	—	7 008	—	—
Rail	—	—	—	—	237	—	—
Air	—	—	—	—	333	—	—
Marine	—	—	—	—	240	—	—
Total Transportation	—	—	—	—	7 818	—	—
Commercial and Institutional	15 971	42 750	1	—	1 847	1 602	—
Residential	1 000	8 049	400	—	1 989	2 657	—
Total Energy Use	72 682	50 799	401	1 861	15 765	8 985	—

B. TERAJOULES

Mining*	25	—	—	—	2 422	3 116	5 563
Manufacturing							
Food and Beverages	—	—	—	—	2 031	1 710	3 741
Wood Industries	—	—	—	1 429	681	1 159	3 269
Pulp & Paper Mills	—	—	—	24 773	12 877	16 974	54 624
Non-Metallic Minerals	1 017	—	—	—	1 206	1 215	3 438
Other Manufacturing*	350	—	—	—	9 442	3 901	13 693
Total Manufacturing	1 368	—	—	26 202	26 236	24 960	78 766
Other Industrial*	—	—	—	—	3 642	6 418	10 060
Total Industrial	1 393	—	—	26 202	32 300	34 494	94 389
Transportation							
Road	—	—	—	—	39 281	—	39 281
Rail	—	—	—	—	1 457	—	1 457
Air	—	—	—	—	1 896	—	1 896
Marine	—	—	—	—	1 545	—	1 545
Total Transportation	—	—	—	—	44 178	—	44 178
Commercial and Institutional	399	45	22	—	11 298	11 321	23 085
Residential	25	8	8 793	—	11 921	18 777	39 524
Total Energy Use	1 817	53	8 815	26 202	99 697	64 592	201 176

*Includes producer's use.

TABLE II–17. Consumption of Refined Petroleum Products, 1983

000's Barrels

	MOTOR GASOLINE	DIESEL FUEL	AVIATION FUEL	L.F.O. AND KEROSENE	H.F.O.	PROPANE AND BUTANE	NON-ENERGY PRODUCTS	TOTAL EXCLUDING PRODUCER'S USE	TOTAL INCLUDING PRODUCER'S USE
Mining	4	122	—	22	210	30	—	388	388
Manufacturing									
Food and Beverages	40	8	—	48	215	10	—	321	321
Wood Industries	12	37	—	27	31	4	—	111	111
Pulp & Paper Mills	6	—	—	—	1 932	8	—	1 946	1 946
Non-Metallic Minerals	5	27	—	31	106	29	—	198	198
Other Manufacturing	9	6	—	68	102	21	—	206	1 542
Total Manufacturing	72	78	—	174	2 386	72	—	2 782	4 118
Other Industrial	113	458	—	30	2	2	—	605	605
Total Industrial	189	658	—	226	2 598	104	—	3 775	5 111
Transportation									
Road	5 940	1 068	—	—	—	—	—	7 008	7 008
Rail	—	237	—	—	—	—	—	237	237
Air	—	—	333	—	—	—	—	333	333
Marine	—	96	—	—	144	—	—	240	240
Total Transportation	5 940	1 401	333	—	144	—	—	7 818	7 818
Commercial and Institutional	—	—	—	1 311	414	122	—	1 847	1 847
Residential	—	—	—	1 821	18	150	—	1 989	1 989
Final Demand	6 129	2 059	333	3 358	3 174	376	—	15 429	—
Total Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	—	16 765
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	691	—	691
Transformed to Electricity	—	24	—	32	3 808	—	—	—	3 864
Total Consumption of R.P.P.	6 129	2 083	333	3 390	6 982	376	691	—	21 320

TERAJOULES

Mining	22	750	—	135	1 393	122	—	2 422	2 422
Manufacturing									
Food and Beverages	220	49	—	295	1 426	41	—	2 031	2 031
Wood Industries	66	227	—	166	206	16	—	681	681
Pulp & Paper Mills	33	—	—	—	12 812	32	—	12 877	12 877
Non-Metallic Minerals	28	166	—	191	703	118	—	1 206	1 206
Other Manufacturing	50	37	—	418	676	85	—	1 266	9 442
Total Manufacturing	397	479	—	1 070	15 822	292	—	18 060	26 236
Other Industrial	622	2 815	—	184	13	8	—	3 642	3 642
Total Industrial	1 041	4 044	—	1 389	17 228	422	—	24 124	32 300
Transportation									
Road	32 716	6 565	—	—	—	—	—	39 281	39 281
Rail	—	1 457	—	—	—	—	—	1 457	1 457
Air	—	—	1 896	—	—	—	—	1 896	1 896
Marine	—	590	—	—	955	—	—	1 545	1 545
Total Transportation	32 716	8 611	1 896	—	955	—	—	44 178	44 178
Commercial and Institutional	—	—	—	8 058	2 745	495	—	11 298	11 298
Residential	—	—	—	11 193	119	609	—	11 921	11 921
Final Demand	33 757	12 656	1 896	20 640	21 048	1 525	—	91 521	—
Total Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	—	99 697
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	4 756	—	4 756
Transformed to Electricity	—	148	—	197	25 252	—	—	—	25 597
Total Consumption of R.P.P.	33 757	12 803	1 896	20 837	46 300	1 525	4 756	—	130 050

TABLE II–18. Energy Use By Sector, 1983

TERAJOULES

	COAL & COKE	NATURAL GAS	WOOD	WOOD RESIDUE	REFINED PETROLEUM PRODUCTS	ELECTRICITY	TOTAL
Mining*	—	—	—	—	1 626	1 588	3 214
Manufacturing							
Food and Beverages	—	—	—	—	1 575	871	2 446
Wood Industries	—	—	—	836	401	590	1 827
Pulp & Paper Mills	—	—	—	15 236	11 180	8 647	35 063
Non-Metallic Minerals	885	—	—	—	918	619	2 422
Other Manufacturing	305	—	—	—	1 023	1 987	3 315
Total Manufacturing	1 190	—	—	16 133	15 094	12 715	45 132
Other Industrial*	—	—	—	—	1 025	—	1 025
Total Industrial	1 190	—	—	16 133	17 745	14 303	49 371
Transportation							
Road	—	—	—	—	8 053	—	8 053
Rail	—	—	—	—	335	—	335
Air	—	—	—	—	569	—	569
Marine	—	—	—	—	232	—	232
Total Transportation	—	—	—	—	9 189	—	9 189
Commercial and Institutional	259	35	11	—	9 190	5 767	15 262
Residential	13	6	4 397	—	7 268	9 565	21 249
Final Demand	1 462	41	4 408	16 133	43 392	29 635	95 071
Total Energy Use	1 484	41	4 408	16 133	49 933	32 346	104 345

*Excludes producer's use.

TABLE II–19. FROM GROSS ENERGY TO NET ENERGY, 1983

	TERAJOULES	% ROW 1	% ROW 9	% ROW 15	% ROW 21	ROWS 11-21 AS % OF ROWS 5-9
1 Gross Energy Use Adjusted	232 345	100.0	—	—	—	—
2 Electric Conversion Losses*	60 366	26.0	—	—	—	—
3 Producer's Use**	13 936	6.0	—	—	—	—
4 Final Demand (Gross Energy)						
5 Industrial	66 022	28.4	41.8	—	—	—
6 Transportation	44 178	19.0	28.0	—	—	—
7 Commercial-Institutional	17 531	7.5	11.1	—	—	—
8 Residential	30 312	13.0	19.2	—	—	—
9 Sum	158 043	68.0	100.0	—	—	—
10 End-Use Conversion Losses						
11 Industrial	16 651	7.2	10.5	26.4	—	24.1
12 Transportation	34 989	15.1	22.1	55.6	—	79.5
13 Commercial-Institutional	2 269	1.0	1.4	3.6	—	13.8
14 Residential	9 063	3.9	5.7	14.4	—	31.0
15 Sum	62 972	27.1	39.8	100.0	—	40.4
16 Final Demand (Net Energy)						
17 Industrial	49 371	21.2	31.2	—	51.9	74.8
18 Transportation	9 189	4.0	5.8	—	9.7	20.8
19 Commercial-Institutional	15 262	6.6	9.7	—	16.1	87.1
20 Residential	21 249	9.1	13.4	—	22.4	70.1
21 Sum	95 071	40.9	60.2	—	100.0	60.2

*Includes losses associated with electricity exports. Excludes losses associated with electricity imports

**Includes transmission losses

PART II
FORECAST OF
NET ENERGY REQUIREMENTS,
1980

As part of its research program, the Energy Secretariat is developing a methodology for forecasting provincial energy requirements for selected years in the future. Because of uncertainties about future energy prices and available sources of energy the forecasting horizon is usually limited to no more than ten years. For the first complete forecast of energy requirements, which is presented in the current issue of the **Review**, the year 1989 was selected. When the prospects for Sable Island natural gas development and the construction of a second nuclear reactor at Point Lepreau are known with greater certainty, the forecasting horizon will be extended into the 1990's.

Forecast of Energy Consumption

Net energy use in New Brunswick is forecast to increase by 4.3 percent moving from 104 345 TJ in 1983 to 108 873 TJ in 1989. Strong growth in the use of electricity (25.4%) and wood residue (17.3%) will be partly offset by lower consumption of refined petroleum products, which is expected to drop by 12.7 percent.

As a result of these divergent trends, the distribution of net energy use by energy form (Fig. II-3 and Fig. III-3) will change noticeably during the 1983-89 period. The shares of electricity and wood plus wood residue will increase to 37.3 percent and 21.6 percent, respectively, from their 1983 levels of 31.0 percent and 19.7 percent; on the other hand, the relative contribution of oil products and coal plus natural gas will decrease to 40.0 percent and 1.1 percent, respectively, from their 1983 values of 47.8 percent and 1.5 percent.

In terms of primary energy sources (Fig. II-2 and Fig. III-2) oil products and coal plus natural gas will drop from 53.1 percent and 4.4 percent, respectively, to 49.5 percent and 1.8 percent, respectively; the relative contribution of wood plus wood residue will rise from 17.4 percent to 19.4 percent; the share of hydro (both domestic and imported) will increase from 9.2 percent to 14.9 percent while the contribution of nuclear power will fall from 15.9 percent to 14.4 percent. Thus in 1989 nearly half of the primary energy requirements of New Brunswick will be met by oil products, about 30 percent will be satisfied by hydro and nuclear electricty, close to 20 percent by wood plus wood residue, and less than 2 percent by coal and natural gas.

Of that primary energy, 46.2 percent will be consumed by the industrial sector, 22.1 percent by the transportation sector, 19.9 percent by the residential sector and 11.8 percent by the commercial-institutional sector.

TABLE III–1. FORECAST OF ENERGY USE BY SECTOR, 1989

A. NATURAL UNITS

	Coal & Coke (Short Tons)	Natural Gas (000's Cu. Ft.)	Wood (000's Cords)	Wood Residue (000's Bone Dry Tons)	Refined Petroleum Products (000's Bbls.)	Electricity (gWh)	Total
Industrial	39 000	—	—	2 100	4 498	5 749	—
Transportation	—	—	—	—	7 931	—	—
Commercial-Institutional	18 000	40 000	—	40	1 785	1 922	—
Residential	1 000	10 000	420	1	1 531	3 593	—
Total Energy Use	58 000	50 000	420	2141	15 745	11 264	—

B. TERAJOULES (Gross Energy)

Industrial	975	—	—	29 806	27 825	36 219	94 825
Transportation	—	—	—	—	45 327	—	45 327
Commercial-Institutional	450	41	—	742	10 842	12 109	24 184
Residential	25	10	9 232	19	9 076	22 636	40 998
Total Energy Use	1 450	51	9 232	30 567	93 070	70 964	205 334

C. TERAJOULES (Net Energy)

Industrial	848	—	—	18 480	19 574	20 696	59 598
Transportation	—	—	—	—	9 242	—	9 242
Commercial-Institutional	293	32	—	430	8 812	6 919	16 486
Residential	13	8	4 616	10	5 965	12 935	23 547
Total Energy Use	1 154	40	4 616	18 920	43 593	40 550	108 873

TABLE III–2. FORECAST OF CONSUMPTION OF REFINED PETROLEUM PRODUCTS, 1989

000's Barrels

	Motor Gasoline	Diesel Fuel	Aviation Fuel	Light Fuel Oil and Kerosene	Heavy Fuel Oil	Propane and Butane	Non-Energy Products	Total Excluding Producers Use	Total Including Producers Use
Industrial	350	700	—	369	1 547	150	—	3 116	4 498
Transportation	5 388	1 863	330	—	350	—	—	7 931	7 931
Commercial-Institutional	—	—	—	1 230	400	155	—	1 785	1 785
Residential	—	—	—	1 371	—	160	—	1 531	1 531
Total Energy Use	5 738	2 563	330	2 970	2 297	465	—	14 363	15 745
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	594	—	594
Transformed to Electricity	—	29	—	34	3 061	—	—	—	3 124
Total Consumption of R.P.P.	5 738	2 592	330	3 004	5 358	465	594	—	19 463

TERAJOULES (Gross Energy)

Industrial	1 928	4 303	—	2 268	10 259	609	—	19 367	27 825
Transportation	29 676	11 451	1 879	—	2 321	—	—	45 327	45 327
Commercial-Institutional	—	—	—	7 560	2 653	629	—	10 842	10 842
Residential	—	—	—	8 427	—	649	—	9 076	9 076
Total Energy Use	31 604	15 754	1 879	18 255	15 233	1 887	—	84 612	93 070
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	4 001	—	4 001
Transformed to Electricity	—	178	—	209	20 298	—	—	—	20 685
Total Consumption of R.P.P.	31 604	15 932	1 879	18 464	35 531	1 887	4 001	—	117 756

TERAJOULES (Net Energy)

Industrial	386	1 119	—	1 860	8 925	518	—	12 808	19 574
Transportation	5 935	2 511	564	—	232	—	—	9 242	9 242
Commercial-Institutional	—	—	—	6 199	2 122	491	—	8 812	8 812
Residential	—	—	—	5 478	—	487	—	5 965	5 965
Total Energy Use	6 321	3 630	564	13 537	11 279	1 496	—	36 827	43 593
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	4 001	—	4 001
Transformed to Electricity	—	41	—	79	7 713	—	—	—	7 833
Total Consumption of R.P.P.	6 321	3 671	564	13 616	18 992	1 496	4 001	—	51 595

FIG. III-1 ENERGY CONSUMPTION, 1983 ACTUAL AND 1989 FORECAST
Barrels of Oil Equivalent (BOE)

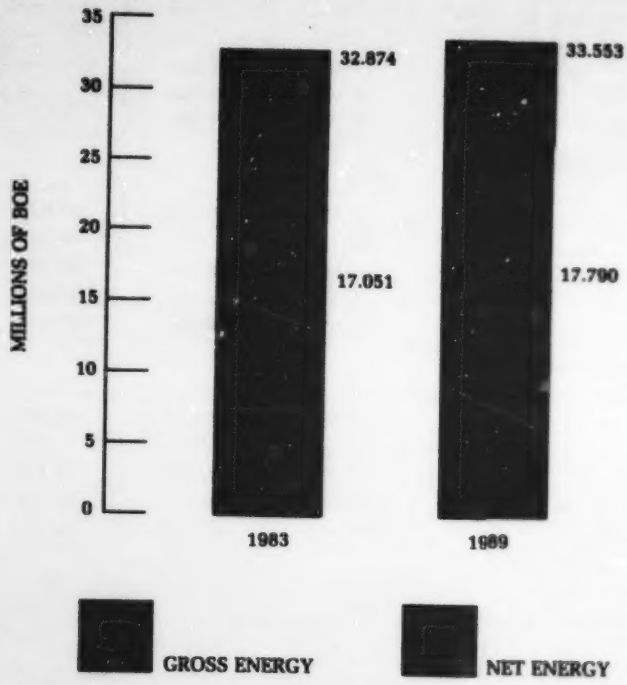
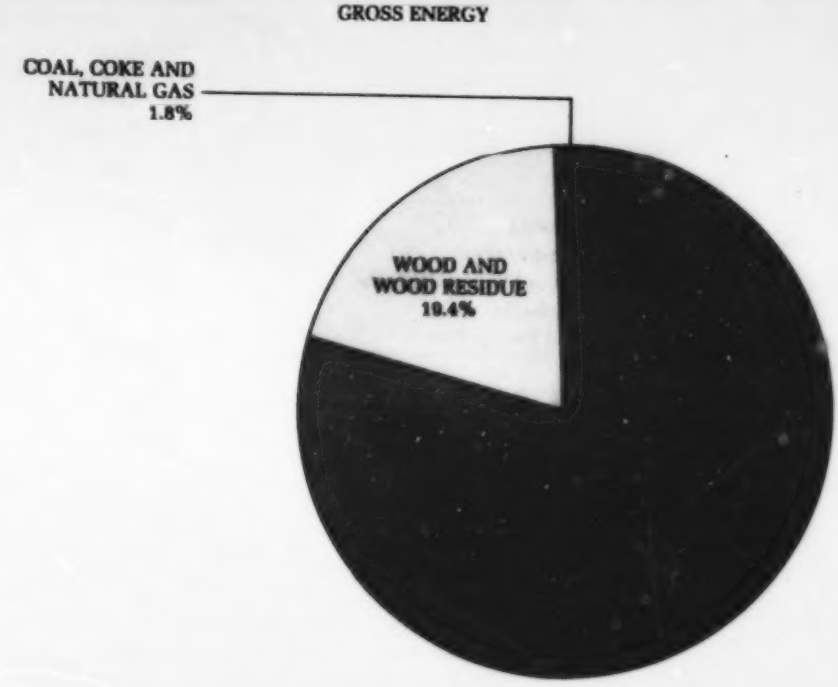


FIG. III-2 PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY PRIMARY SOURCE, 1989 FORECAST



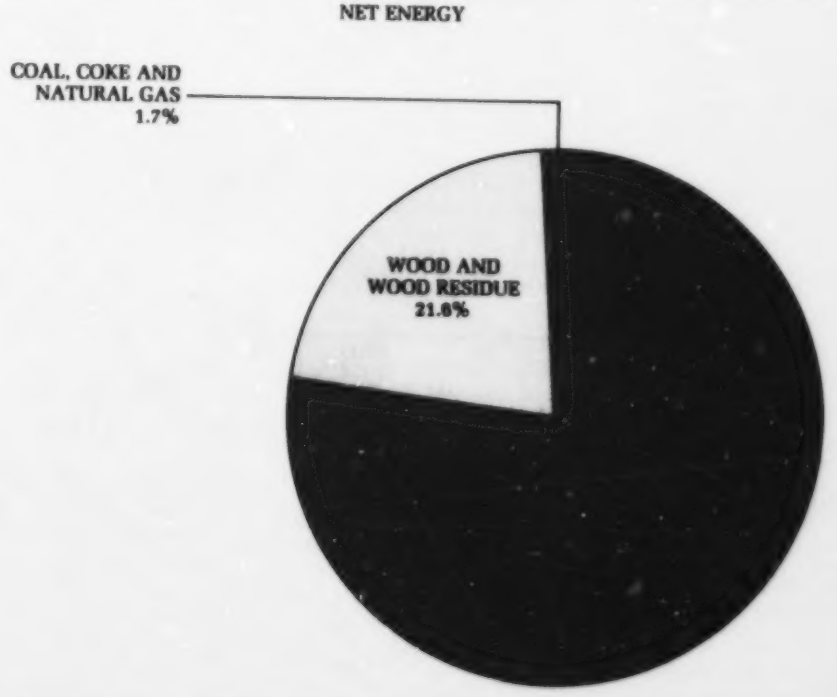
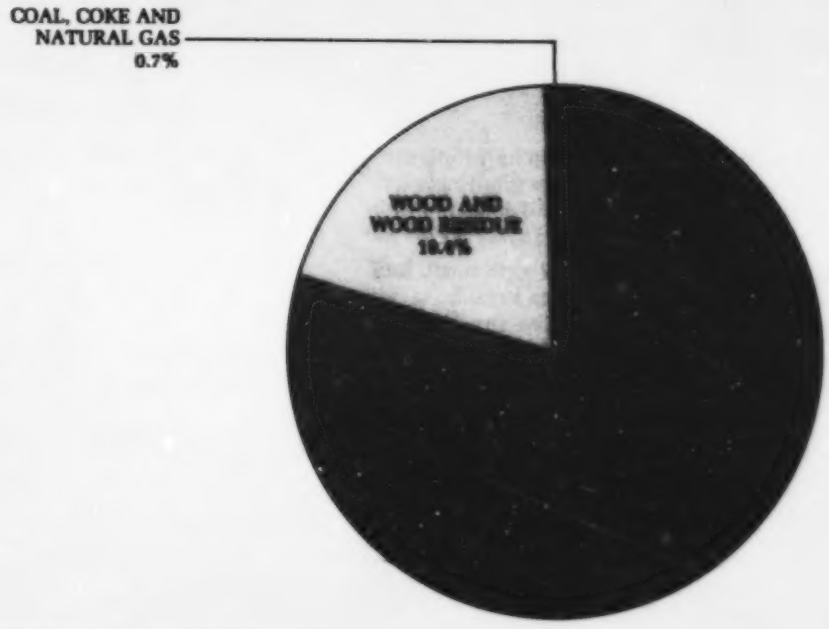


FIG. III-3 **PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY END USE ENERGY FORM, 1989 FORECAST**

GROSS ENERGY



NET ENERGY

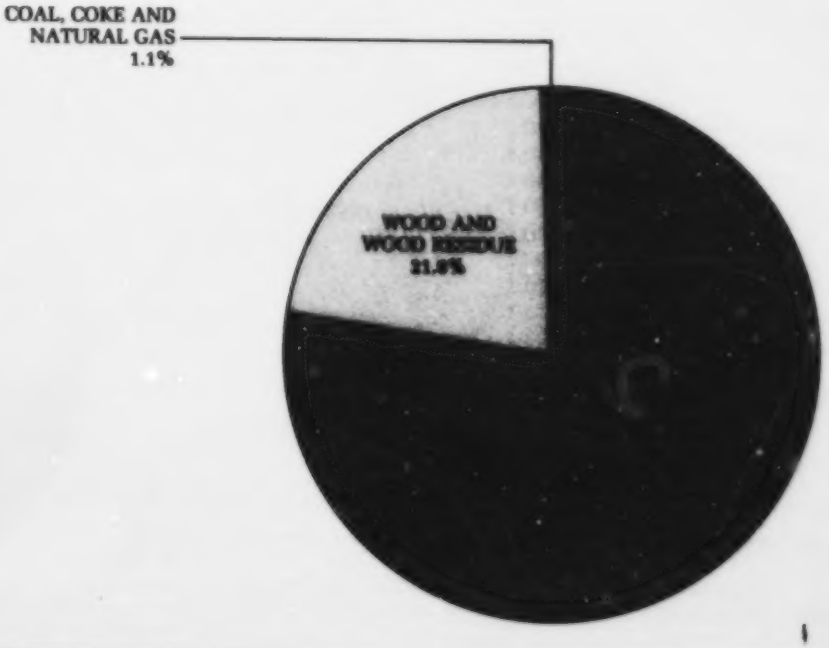
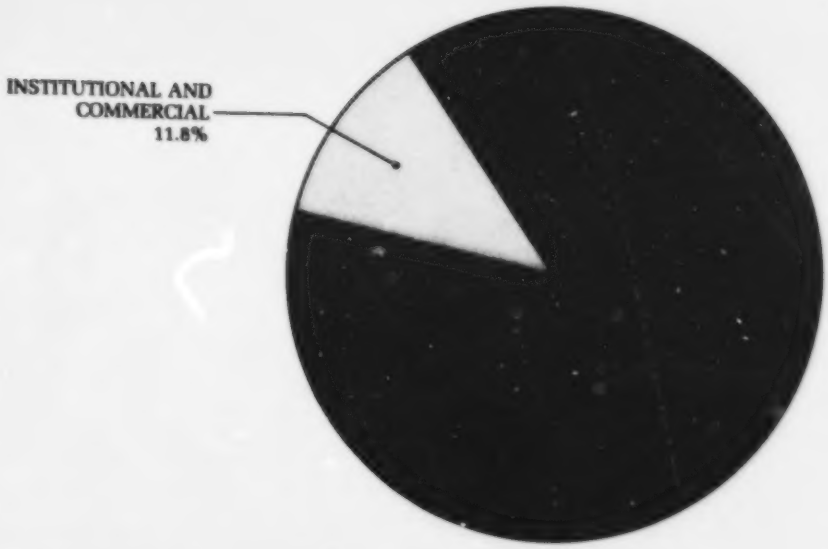
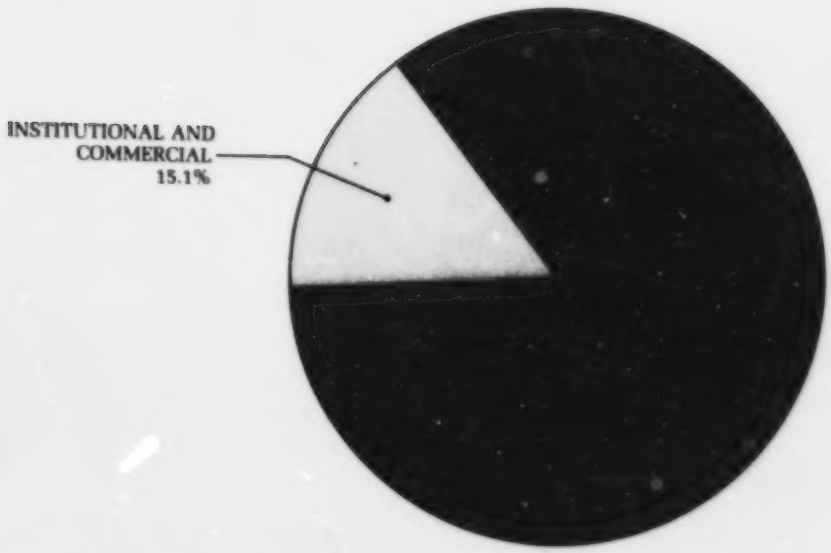


FIG. III-4 PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR, 1988 FORECAST

GROSS ENERGY



NET ENERGY



In this issue a number of changes to the energy balances and to the energy conversion factors are introduced.

Past issues contained energy balances for *gross energy* (where all energy sources are assigned their primary energy content) and *net energy* (where electricity receives its end use value of 3.6 Tj per gWh). Beginning with this issue, this hybrid energy balance will be replaced by a more meaningful set of energy balances and the term *net energy* will be used to denote the amount of useable energy from a given quantity of fuel, calculated as the product of the primary energy content of a certain fuel (from energy) and the efficiency of the energy-using apparatus.

This issue also presents the results of a detailed calculation of the calorific value of various types of wood fuel.

SPECIAL TERMS

GROSS ENERGY ..... Primary input energy in metric units with hydro-electricity valued at 4.24 TJ per gWh and thermal electricity valued at its actual heat rate for each year, approximately 10 TJ per gWh.

NET ENERGY ..... End use energy in metric units calculated as the product of gross energy and the efficiency of the energy-using apparatus.

TOTAL ENERGY DEMAND .. Consumption of energy by all sectors including use by the energy producing industries such as electric utilities, petroleum refineries, etc.

FINAL DEMAND ..... Consumption of energy by all sectors, excluding use by energy producing industries.

Energy Conversion Factors

The energy conversion factors used in the transformation of energy balances from natural units into a common metric energy unit are based on the conversion factors employed by Statistics Canada in its quarterly publication "Quarterly report on energy supply/demand in Canada", Cat. No. 57-003 (except for wood fuel). These conversion factors multiplied by the efficiency factors in Table A-1 yield the appropriate energy units for the calculation of the net energy balances.

Fuel Type	Natural Unit	Equivalent Energy Unit in terajoules (TJ)
Coal and Coke*	1 000 short tons	25.00
Crude Oil**	1 000 barrels	6.12
Motor Gasoline	1 000 barrels	5.51
Diesel	1 000 barrels	6.15
Aviation Gasoline	1 000 barrels	5.33
Aviation Turbo Fuel	1 000 barrels	5.71
Kerosene	1 000 barrels	5.99
Light Fuel Oil (Furnace Fuel)	1 000 barrels	6.15
Heavy Fuel Oil (Bunker C)	1 000 barrels	6.63
LPG (Propane and Butane)	1 000 barrels	4.32
Asphalt	1 000 barrels	7.06
Other Refined Petroleum Products (R.P.P.)	1 000 barrels	5.72
Wood	1 000 cords	21.98

*This is an average figure which takes into consideration the differences in energy content between provincial and imported coal.

**6.12 TJ is the standard conversion factor. However, in the annual balances the conversion factor used was calculated for each year as the average energy content of one barrel of refined petroleum products consumed in New Brunswick.

Wood Residue	1 000 bone dry tons	18.56
Liquor Solids	1 000 bone dry tons	12.66
Natural Gas	one million cubic feet	1.02
Electricity:		
End Use	One gWh	3.60
Primary Energy		
Hydro	One gWh	4.24
Thermal***	One gWh	10.00

Miscellaneous Conversion Factors

1 barrel	0.158 91 cubic metres (m^3)
1 cubic foot (ft^3)	0.028 328 cubic metres (m^3)
1 short ton	0.907 185 metric tonnes
1 cubic metre (m^3)	one thousand litres
1 joule (j)	0.000 948 British Thermal Units (BTU)
kilo	one thousand (10^3)
mega	one million (10^6)
giga	one billion (10^9)
tera	one trillion (10^{12})

Economic Sectors

The breakdown of energy use by sector is confined to a number of major traditional economic sectors chosen to facilitate comparisons with other national and provincial energy publications.

Manufacturing comprises five basic sub-sectors in accordance with Statistics Canada's Standard Industrial Classification.

No separate information was available for New Brunswick's Primary Industry sector, except for Mining; therefore, Agriculture, Fishing and Trapping, and Logging and Forestry are included in the general category "Industrial Sector" together with Manufacturing and Construction.

The Residential sector includes all private dwellings.

The Commercial and Institutional sector presents a residual group comprising such sub-sectors as Government Service Industries, Health and Social Service Industries, Business Service Industries, Trade Industries and Insurance Industries.

Sources of Data

A variety of data sources, both published and unpublished, were used in the development of the energy balances.

Crude Oil and Refined Petroleum Products (R.P.P.)

Provincial Production	Department of Natural Resources (DNR), "Annual Report" Statistics Canada, "Crude Petroleum and Natural Gas Production", Cat. No. 26–006
Exports and Imports	Statistics Canada, unpublished data
Consumption of R.P.P. by Product	N.B. Department of Finance, unpublished data. Statistics Canada, "Refined Petroleum Products", Cat. No. 45–004
Consumption of R.P.P. by Sector	Statistics Canada, Cat. No. 45–004 Statistics Canada, "Quarterly report on energy supply/demand in Canada", Cat. No. 57–003. Statistics Canada, "Consumption of purchased

***Varies moderately from year to year depending on the actual heat rate calculated as energy content of fossil fuel used divided by quantity of electricity generated.

	fuel and electricity", Cat. No. 57–208 New Brunswick Electric Power Commission (NBEPC), unpublished data Selected firms, unpublished data.
Prices	Statistics Canada, unpublished data
Coal and Coke	
Reserves	DNR, unpublished data
Production	DNR, "Annual Report"
Consumption	DNR NBEPC, unpublished data Statistics Canada, Cat. No. 57–003 Cat. No. 57–208, Cat. No. 45–002
Imports	Statistics Canada, "Coal and Coke", Cat. No. 45–002
Prices	N.B. Coal Limited, unpublished data
Natural Gas	
Production	DNR, "Annual Report" Statistics Canada, Cat. No. 26–006
Consumption	Statistics Canada, Cat. No. 26–006
Prices	Moncton Utility Gas Ltd., unpublished data
Wood and Wood Residue	
Wood	N.B. Energy Secretariat, "Survey of Residential Wood Use in New Brunswick", 1982. Statistics Canada, "Household facilities and equipment", Cat. No. 64–202
Wood Residue	Pulp and Paper Companies and Sawmills, unpublished data Department of Commerce and Development, unpublished data
Electricity	
Generation, Imports	NBEPC, "Power Report", unpublished data.
Exports and Inter-regional	Other New Brunswick Electric Utilities, unpublished data
Transfers	Pulp and Paper Companies, unpublished data
Consumption	NBEPC, unpublished data. Other New Brunswick utilities, unpublished data. Pulp and Paper Companies, unpublished data. Statistics Canada, Cat. No. 57–003, Cat. No. 57–208
Prices	NBEPC, unpublished data

Available Energy From a Cord of Wood

	Maple	Birch	Poplar	Beech	Softwood	Average
Oven-dry density[a] lb/ft³	38.18[b]	37	26.2	43.7	24	36[c]
Solid wood in one cord of 128 cubic feet						75
Lb of oven-dry wood in a cord						2 700
Energy content of one lb of oven-dry wood, BTUs						8 200[d]
Available energy in a cord of wood (gross energy)						
Million of BTUs						22.140
Gigajoules						23.349
Adjusted for moisture content (40% M.C.)[e], GJ						21.982
Overall efficiency of wood-burning apparatus						50%
Useable energy (net energy) GJ						10.991

Available Energy from a Bone Dry Ton of Wood Residue

According to Tillman[f], one pound of softwood with 50 percent moisture content (i.e. one-half pound of oven-dry wood), has an energy content of 3 785 BTUs, as opposed to 8 800 BTUs for one pound of wood with zero MC. The boiler efficiency with wood at 50 percent MC and stack temperature of 400°F was estimated by Corder[g] at 68 percent. The useable energy in one pound of oven-dry wood (i.e. two pounds of wood with 50 per cent MC) therefore is equal to 3 785 BTUs x 0.68 x 2 = 5 148 BTUs. Tillman's calculations yield a value of 10.858 GJ of useable energy from one B.D.T. of wood residue.

A similar figure was derived by using information collected through telephone interviews with officials of a number of pulp and paper mills in the Province.

Energy content of one pound of oven-dry residue		8 600 BTU
Overall boiler efficiency with residue at 50% MC and stack temperatures of 400°F (useable energy divided by energy content)		63 percent
Useable energy	per bone dry pound	5 418 BTU
	per bone dry ton	10.836 million BTU
	per bone dry ton	11.428 GJ

It should be stressed that the amount of useable energy derived from the burning of wood residue varies among users depending on the moisture content of the residue and the efficiency of the boiler. In the absence of detailed information from each user of wood residue, one must be satisfied with an average energy figure, understanding that such a figure is neither perfectly accurate nor representative of indivi-

---

[a] Mark Schneider, "Woodfuel: How Much Energy for Space Heating?" in **Fuelwood Consumption in Newfoundland**, Newfoundland Forest Research Center, Information Report N-X-177 (St. John's, 1980), p. 97.

[b] Twenty percent sugar maple and 80 percent red maple.

[c] Weighted average with weights of 0.52 for maple, 0.20 for birch, 0.10 for beech, 0.05 for poplar, and 0.13 for softwood.

[d] Information kindly provided by D. E. Gorman, P.Eng. of A.D.I., Fredericton.

[e] Assumes that it takes 1 200 BTUs to evaporate one lb. of water (Information kindly provided by Prof. Frank Steward, Chairman of the Dept. of Chemical Engineering at the University of New Brunswick, Fredericton.)

[f] David A. Tillman, **Wood as an Energy Source**, Academy Press (New York, 1978), p. 103.

[g] Stanley E. Corder, **Wood and Bark as Fuel**, Oregon State University Forest Research Laboratory, Bulletin No. 14, 1973, quoted in Tillman, op. cit., p. 103.

dual users. For the purpose of this **Review**, the energy values derived by applying Tillman's calculations will be used, namely 18.561 GJ of gross energy per B.D.T. and 10.858 GJ of net energy per B.D.T.

Available Energy from a Bone Dry Ton of Liquor Solids

The value of one bone dry ton of liquor solids used in this **Review** was derived from information provided by officials of a number of pulp and paper mills in the Province.

Energy content of one bone dry pound of liquor solids		6 000 BTU
Overall boiler efficiency		63 percent
Useable Energy	per bone dry pound	3 780 BTU
	per bone dry ton	7.560 million BTU
	per bone dry ton	7.973 GJ

For the purpose of this **Review** one B.D.T. of liquor solids will be assigned a value of 12.655 GJ for gross energy and 7.973 GJ for net energy.

TABLE A–1. UTILIZATION EFFICIENCY FACTORS

%

	Residential	Commercial	Industrial	Transportation			
				Road	Rail	Air	Marine
Coal, Coke	50	65	87	—	8	—	8
LPG	75	78	85	—	—	—	—
Still Gas	—	—	85	—	—	—	—
Kerosene	55	82	82	—	55	—	55
Diesel Oil	23	23	26	23	23	—	15
Light Fuel Oil and Kerosene	60	82	82	—	82	—	10
Heavy Fuel Oil	80	80	87	—	80	—	10
Motor Gasoline	—	—	20	20	—	—	—
Aviation Gas	—	—	—	—	—	20	—
Aviation Turbo Fuel	—	—	—	—	—	30	—
Natural Gas	75	78	85	—	—	—	—
Electricity	100	100	100	—	—	—	—
Petroleum Coke	—	—	87	—	—	—	—
Crude Oil	—	—	87	—	—	—	—
Coke Oven Gas	—	—	85	—	—	—	—
Wood and Wood Residue	50	58	62	—	—	—	—

Source: Energy, Mines and Resources Canada, **Energy Demand Projections, A Total Energy Approach** (Ottawa, 1977), p. 28; Author's estimates.

Perspective sur l'énergie au Nouveau-Brunswick 1984

1784-1984

RÉTROSPECTIVE SUR L'ÉNERGIE AU NOUVEAU-BRUNSWICK 1984

Secrétariat à l'Énergie
Province du Nouveau-Brunswick
Division de la recherche et de la planification
1984

1784-1984

Publié par:
Le Secrétariat à l'Énergie
Province du Nouveau-Brunswick
C.P. 6000
Fredericton (N.-B.)
E3B 5H1

Conception: Karam Chandra

Composition: Unipress Ltd.

Imprimerie: Centennial Print & Litho Ltd.

Il est interdit de reproduire sans autorisation une partie quelconque de cette brochure à des fins commerciales. Il est toutefois permis de reproduire une partie quelconque de cette brochure à des fins éducatives, pourvu que l'on cite sa source.

© Sa Majesté la Reine en chef du Nouveau-Brunswick, représentée par le ministre responsable de la politique énergétique, 1984

ISBN 0-888-38-389-4

Avant-propos

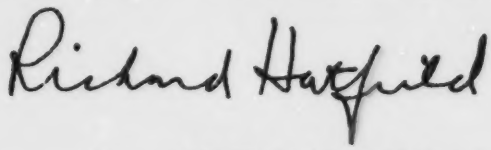
Je suis heureux de vous présenter la troisième édition de **Rétrospective sur l'énergie au Nouveau-Brunswick.**

En plus de l'aperçu habituel des événements décisifs en matière d'énergie survenus sur la scène internationale, nationale et provinciale ainsi que des renseignements détaillés sur la production et la demande énergétiques au Nouveau-Brunswick au cours des années 1982 et 1983, ce numéro contient une prévision de la demande énergétique de la province par secteur et type de combustible pour l'année 1989.

Une compréhension accrue de nos besoins énergétiques actuels et futurs et de la disponibilité des ressources nous permettra d'affronter avec plus d'assurance les défis économiques et énergétiques à l'avenir.

J'espère que cette **Rétrospective** stimulera l'intérêt du grand public à l'égard des questions énergétiques provinciales et que les renseignements qu'elle contient serviront à la planification privée et publique efficace en matière d'énergie.

Ministre responsable de la politique énergétique



L'honorable Richard B. Hatfield, c.p.

PARTIE I. FAITS NOUVEAUX EN MATIÈRE D'ÉNERGIE 1

1. FAITS NOUVEAUX SUR LA SCÈNE INTERNATIONALE 2

A. Événement d'Actualité.....2
B. Perspectives d'Avenir.....2

2. FAITS NOUVEAUX SUR LA SCÈNE NATIONALE 6

A. Réserves de Pétrole.....6
B. Prix du Pétrole.....6
C. L'Offre et la Demande Énergétiques.....6

3. FAITS NOUVEAUX SUR LA SCÈNE PROVINCIALE.....10

A. Provisions d'Énergie.....10
B. Taxation.....10
C. Économies d'Énergie et Énergies Renouvelables.....11
D. Publications.....11

PARTIE II. STATISTIQUES ÉNERGÉTIQUES RELATIVES AU NOUVEAU-BRUNSWICK 1982 ET 1983 13

A. Résumé.....14
a. Résumé des grandes tendances relatives à la consommation d'énergie.....15
b. Exposé sommaire sur la production d'énergie.....23
c. Prix.....23
B. Bilans Énergétiques, 1982 et 1983.....30

PARTIE III. PRÉVISIONS DES BESOINS EN ÉNERGIE NETTE 1989 39

ANNEXE Notes sur les méthodes appliquées et les sources de données 45

I-1 Prix Internationale du Pétrole, 1981-1984 2

I-2 Production de Pétrole Brut dans Certain Pays, 1979-1983 3

I-3 Estimation des Ressources Pétrolières Totales Récupérables dans le Monde 4

I-4 Réserves Canadiennes de Pétrole 7

I-5 Prix intérieurs du Pétrole Brut au Canada de Janvier 1981 à Mai 1984 8

I-6 Prix de Certains Produits Pétroliers Raffinés, 1983-1989 8

I-7 Prix Intérieurs du Gaz Naturel, 1981-1984 9

I-8 Tarifs d'Électricité pour Quelques Villes au Canada, Janvier 1984 9

I-9 Taxe Provinciale sur les Combustibles (Septembre '84) 10

I-10 Quelques Projets Réalisés dans le Cadre du Programme DEEER au Nouveau-Brunswick 12

II-1 Consommation d'Énergie au Nouveau-Brunswick en 1973, 1982 au 1983 15

II-2 Consommation de Produits Pétroliers Raffinés par Produit Majeur, 1973-1983 22

II-3 Prix Moyen au Détail de l'Essence Ordinaire et du Mazout de Chauffage, 1979-1984 (Saint-Jean) 26

II-4 Tarifs du Gaz Naturel de 1979 à 1984 26

II-5 Tarifs d'Électricité de Consommation Domestique de 1979 à 1984 27

II-6 Tarifs d'Électricité d'Usage Général de 1979 à 1984 27

II-7 Tarifs d'Électricité de Consommation Industrielle de 1979 à 1984 27

II-8 Tarifs d'Électricité de Consommation Industrielle de 1979 à 1984 28

II-9 Prix de Divers Combustibles de Chauffage Domestique, Juin 1984 28

II-10 Disponibilité et Écoulement d'Énergie Primaire et Secondaire en 1982 (Énergie Brute) 31

II-11 Consommation d'Énergie Brute par Secteur, 1982 32

II-12 Consommation de Produits Pétroliers Raffinés en 1982 33

II-13 Consommation d'Énergie Nette par Secteur, 1982 34

II-14 Énergie Brute à Énergie Nette, 1982 34

II-15 Disponibilité et Écoulement d'Énergie Primaire et Secondaire en 1983 (Énergie Brute) 35

II-16 Consommation d'Énergie Brute par Secteur, 1983 36

II-17 Consommation de Produits Pétroliers Raffinés en 1983 37

II-18 Consommation d'Énergie Nette par Secteur, 1983 38

II-19 Énergie Brute à Énergie Nette, 1983 38

III-1 Prévisions de Consommation d'Énergie par Secteur, 1989 41

III-2 Prévisions de Consommation de Produits Pétroliers Raffinés, 1989 41

A-1 Coefficients d'Utilisation 49

I-1 Détermination du Prix de Principaux Produits Pétroliers Raffinés, Juin 1984 (Saint-Jean, N.-B.) 7

II-1 Consommation d'Énergie, 1973, 1982 et 1983 16

II-2 Répartition en pourcentage de la Consommation d'Énergie en Fonction de la Source d'Énergie Primaire en 1983 17

II-3 Répartition en pourcentage de la Consommation d'Énergie en Fonction de l'Usage Final en 1983 18

II-4 Répartition de la Consommation d'Énergie en Fonction des Sources Principales d'Énergie Primaires, 1973, 1982 et 1983 19

II-5 Répartition de la Consommation d'Énergie par Secteurs, 1973, 1982 et 1983 20

II-6 Répartition en pourcentage de la Consommation d'Énergie en Fonction des Secteurs en 1983 21

II-7 Répartition en pourcentage de la Consommation de Produits Pétroliers Raffinés en Fonction des Produits en 1983 22

II-8 Répartition de la Production d'Énergie en Fonction de la Source Primaire d'Énergie, 1973, 1982 et 1983 24

II-9 Répartition en pourcentage de la Production d'Énergie en Fonction des Sources Principales d'Énergie Primaire en 1983 25

II-10 Prix du Pétrole Canadien et du Pétrole Importé, 1972-1984 29

III-1 Consommation d'Énergie Réelle en 1983 et Prévue en 1989 42

III-2 Répartition de la Consommation d'Énergie en Fonction de la Source Primaire d'Énergie, 1989 42

III-3 Répartition de la Consommation d'Énergie en Fonction de l'Usage Final 43

III-4 Répartition de la Consommation d'Énergie par Secteur 44

PARTIE I
FAITS NOUVEAUX EN MATIÈRE D'ÉNERGIE

A. ÉVÉNEMENTS D'ACTUALITÉ

L'année 1983 aura été une année de stabilité relative sur le marché international du pétrole. La consommation totale de pétrole (y compris les liquides extraits du gaz naturel) dans le "monde libre" est demeurée relativement constante à 41.6 millions de barils. La production accrue des pays non membres de l'OPEP a permis de contrebalancer la baisse légère de la production des pays membres de l'OPEP - (0.8 millions de barils/jour (millions b/j)) - C'est ainsi que leur part du marché du pétrole du monde libre à continué sa chute pour atteindre 44.5 pour cent alors qu'elle était de 61.5 pour cent en 1979. Au sein de l'Organisation, l'Iran, l'Irak et le Kuweit ont considérablement augmenté leur production alors que d'autres membres, notamment l'Arabie Saoudite décidaient d'abaisser la leur.

Cet arrêt temporaire de la baisse de la consommation de pétrole qui avait chuté d'environ 30 pour cent depuis quatre ans, a permis à l'OPEP de maintenir le prix officiel (prix de référence) à un taux constant et a empêché d'importantes fluctuations dans le cours du disponible. Le prix officiel de 29$ US, fixé en 1983, était toujours en vigueur un an plus tard et les cours du disponible ont étroitement suivi cette tendance.

B. PERSPECTIVES D'AVENIR

L'expérience de ces dix dernières années à convaincu les compagnies pétrolières, les fonctionnaires gouvernementaux et le public en général que a) le pétrole est une denrée rare et b) que le prix réel du pétrole ne peut qu'augmenter à mesure que s'épuisent les ressources.

Pour ralentir le rythme d'épuisement et minimiser l'impact que cela risque d'avoir sur les prix réels du pétrole, les pays du monde entier ont décidé de réduire la quantité d'énergie qu'ils consomment par unité de production, de restreindre leur consommation de pétrole et la part du pétrole dans leur consommation énergétique globale, et de développer de nouvelles sources d'énergie. Toutes ces mesures sont d'autant plus urgentes que les réserves du pétrole sont limitées.

L'idée répandue selon laquelle "le monde serait menacé par une pénurie de pétrole inévitable et à court terme"[1] est contestée par Peter R. Odell et Kenneth E. Rosing. Ceux-ci présentent leurs arguments fort convaincants dans un ouvrage intitulé **The Future of Oil**. Étant donné les répercussions de cet ouvrage sur les politiques énergétiques, nous avons jugé bon de le résumer dans cette rétrospective.

La base de ressources. Le chiffre généralement cité par les compagnies pétrolières à cet égard est de 2 000 milliards de barils. Étant donné que 500 milliards de barils ont déjà été extraits, il ne reste que 1 500 milliards pour l'avenir; si l'on évalue la consommation annuelle à 22 milliards de barils, ces réserves permettront de satisfaire à la demande pendant 68 ans, soit jusqu'au milieu du siècle prochain. Si par contre, la demande augmente d'environ 2 pour cent par an, cela signifie que ces 1 500 milliards de barils seront entièrement épuisés d'ici l'an 2026. Certes, la consommation a peu de chances de demeurer constante ou d'augmenter face à des réserves qui s'épuisent; avec une base aussi faible, il est vraisemblable que la demande atteindra son plafond à court terme et que les prix se mettront à grimper, ce qui entraînera une chute de la consommation de pétrole.

Odell et Rosing contestent le réalisme d'estimations aussi pessimistes. À leur avis:

– cette évaluation pessimiste des compa-

TABLEAU I–1. PRIX INTERNATIONAL DU PÉTROLE, 1981–1984

Dollars US par baril

	Prix repère de l'OPEP	Côut moyen du pétrole importé à Montréal
1981 janvier	36,0	35,5
juillet	36,0	35,6
décembre	34,0	35,6
1982 janvier	34,0	35,6
juillet	34,0	32,8
décembre	34,0	33,9
1983 janvier	34,0	32,8
juillet	29,0	29,2
décembre	29,0	29,7
1984 janvier	29,0	29,7
juillet	29,0	29,1

[1] Peter R. Odell et Kenneth E. Rosing, "The Future of Oil", Nichols Publishing Company (New York, 1983), p.31

TABLEAU I–2. PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT DANS CERTAINS PAYS, 1979–1982

Millions de barils par jour

	1979	1980	1981	1982	1983	% de variation 1983-1982	% de variation 1983-1979
OPEP							
Pétrole brut							
Arabie Saoudite	9,5	9,9	9,8	6,4	5,1	–20,3	–46,3
Iran	3,1	1,5	1,3	2,0	2,4	20,0	–22,6
Irak	3,4	2,6	0,9	0,9	1,0	11,1	–70,6
Kuweit	2,5	1,6	1,1	0,8	1,1	–57,1	–56,0
Vénézuela	2,4	2,2	2,1	1,9	1,8	–5,3	–25,0
Libye	2,1	1,8	1,1	1,1	1,1	0,0	–47,6
Nigéria	2,3	2,1	1,4	1,3	1,2	–7,7	–47,8
Autres pays	5,5	5,1	4,8	4,0	3,9	–7,1	–29,1
TOTAL	30,8	26,8	22,5	18,4	17,6	–4,3	–42,9
TOTAL OPEP (y compris les liquides extraits du gaz naturel)	31,8	27,8	23,5	19,3	18,5	–4,1	–41,8
PAYS NON COMMUNISTES N'APPARTENANT PAS À L'OPEP							
Pétroles brut							
États-Unis	8,5	8,6	8,6	8,7	8,7	0,0	2,4
Mexique	1,5	1,9	2,3	2,7	2,7	0,0	80,0
Canada	1,5	1,4	1,3	1,3	1,4	7,7	–6,7
Mer du Nord	2,0	2,2	2,3	2,7	2,9	7,4	45,0
Autres pays	4,2	4,2	4,4	4,5	5,0	4,2	19,0
TOTAL	17,7	18,3	18,9	19,9	20,7	4,0	16,9
TOTAL DES PAYS NON COMMUNISTES N'APPARTENANT PAS À L'OPEP (y compris les liquides extraits du gaz naturel)	19,8	20,8	21,2	22,2	23,1	4,1	16,7
TOTAL MONDE LIBRE	51,6	28,6	44,7	41,5	41,6	0,2	–19,4
AUTRES							
URSS	11,4	11,7	11,8	11,9	11,9	0,0	4,4
Autres pays d'Europe de l'Est	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0
Chine	2,1	2,1	2,0	2,0	2,1	5,0	0,0
TOTAL AUTRES	13,9	14,2	14,2	14,3	14,4	0,7	3,6
TOTAL GÉNÉRAL	65,5	62,8	58,9	55,8	56,0	0,4	–14,5
PART DE L'OPEP DANS LA PRODUCTION DU MONDE LIBRE (%)	61,6	57,2	52,6	46,5	44,5	–4,3	–27,8

gnies pétrolières "traduit leur esprit de pouvoir et (ou) de vouloir explorer et exploiter les ressources pétrolières dans la conjoncture politico-économique qu'elles prévoient dans les diverses parties du monde potentiellement pétrolifère."

– Étant donné le pessimisme dont elles font preuve à l'égard de l'évolution politique du Tiers-Monde, les compagnies pétrolières sous-estiment gravement le potentiel pétrolier de ces régions. Par exemple, B.F. Grossling (United States Geological Survey) estime que les pays du Tiers-Monde possèdent des réserves de pétrole qui se situent entre 1 090 et 2 750 milliards de barils et non pas entre 325 et 480, comme l'affirment les compagnies pétrolières. En d'autres termes, le Tiers-Monde possède sans doute à lui seul des réserves de pétrole supérieures à celles que les compagnies pétrolières attribuent au monde entier.

– En dépit de la "répartition géographique très étendue et extrêmement diffuse des régions à potentiel pétrolier", l'exploration et l'exploitation ont jusqu'ici été confinées à un tout petit nombre de pays.

– "Et les connaissances et la technologie relatives aux gisements de pétrole et à leur exploitation continuent de progresser dans bien des parties du monde".

– Le plein impact des "récentes augmentations du prix du pétrole sur le calcul du pourcentage de pétrole qui se

trouve dans un gisement économique à exploiter" n'est pas encore connu.

– Aux réserves récupérables de pétrole naturel, il convient d'ajouter "le potentiel des sources non classiques comme les sables bitumineux du Canada et de l'U.R.S.S., la ceinture pétrolière de la région d'Orinoco au Vénézuela et celle du Canada ainsi que les schistes bitumineux des États-Unis, du Brésil et du Zaire. Ces sources ajoutent au bas mot 2 000 milliards de barils à la base estimée pour le monde entier."

S'appuyant sur ces arguments, Odell et Rosing ont tiré un ensemble d'éventails possibles de ressources pétrolières et assigné à chacun une probabilité de gisement. Comme l'indique le tableau I-3, il est pratiquement certain que la base minimum s'élève à 2 000 milliards de barils (niveau minimum accepté par l'industrie pétrolière) et peu probable qu'elle dépasse les 11 000 milliards de barils.

Un chiffre aussi élevé permettrait "l'exploitation totale des réserves mondiales du pétrole naturel, notamment l'application universelle des méthodes de récupération connues et à parfaire, ainsi que l'exploitation totale des réserves contenues dans les sources non classiques.

Toutefois, il y a 99 pour cent de chances que les réserves mondiales dépassent 3 000 milliards de barils et 85 pour cent de chances qu'elles se situent entre 5 000 et 11 000 milliards de barils.

TABLEAU I–3. ESTIMATION DES RESSOURCES PÉTROLIÈRES TOTALES RÉCUPÉRABLES DANS LE MONDE*

Milliards de barils

Probabilité (%)	Base de ressources**	Probabilité cumulée
0,1	2 000 ou moins	100,0
0,9	2 000-3 000	99,9
14,0	3 000-5 000	99,9
55,0	5 000-8 000	85,0
26,0	8 000-11 000	30,0
4,0	Plus de 11 000	4,0

*Comprend le pétrole déjà consommé (environ 500 milliards de barils)

**Comprend le pétrole naturel et le pétrole non classique comme les sables et les schistes bitumineux

SOURCE: ODELL-ROSING, TABLEAU 5.4, p. 176

"Une base d'au moins 5 000 milliards de barils implique la production à grande échelle de pétrole naturel, par des méthodes de récupération améliorées et la récupération de quantités limitées des ressources pétrolières non classiques du monde."

Taux d'addition annuel aux réserves prouvées. Les chiffres cités plus haut représentent les réserves récupérables totales; la quantité de pétrole disponible à un moment donné dépend de l'importance des réserves prouvées et des adjonctions faites chaque année. Selon l'Agence internationale de l'énergie, "les réserves de pétrole prouvées à l'échelle mondiale", c'est-à-dire "les réserves de pétrole naturel restantes prouvées par les puits producteurs et récupérables par les techniques actuelles et aux prix actuels", étaient de 650 milliards de barils à la fin de 1980.[2] Moyennant un taux de consommation de 20 milliards de barils par année, ces réserves connues devraient durer environ 32 ans. En d'autres termes, le monde dispose de réserves connues suffisantes pour faire face à ses besoins, aux taux de consommation actuels, jusqu'en l'an 2015.

Bien entendu, le niveau des réserves prouvées ne demeure pas constant et augmente en fonction d'un certain nombre de facteurs, notamment, les perfectionnements technologiques apportés aux méthodes de récupération du pétrole en place, les prix réels du pétrole, le taux de consommation et l'importance de la base de ressources proprement dite. L'AIE a constaté que la découverte annuelle moyenne de nouvelles réserves avait énormément fluctué au cours des 30 dernières années, atteignant un plafond de 32 milliards de barils en 1959-69 pour chuter à 20 milliards de barils en 1976-80. Même si la cadence des découvertes n'est pas affectée par la dernière série d'augmentation des prix du pétrole et demeure à ce niveau jusqu'à ce que les réserves soient totalement épuisées, celles-ci permettront de satisfaire à la demande actuelle pendant longtemps, selon l'importance finale des ressources. Si les réserves totales de pétrole ne dépassent pas les 2 000 milliards de barils avancés par l'industrie pétrolière, il ne reste que 850 milliards de barils à découvrir ce qui, avec les 650 milliards de réserves connues, permettra de répondre à la demande jusqu'à bien après le milieu du siècle prochain. Si par contre, ces réserves s'élèvent à 5 000 milliards de barils, il sera possible de maintenir les niveaux de consommation actuels pendant encore deux siècles.

Conclusion. Les rapports qui existent entre les réserves connues, les réserves totales, les additions annuelles et la consommation annuelle de pétrole sont extrêmement complexes. Odell et Rosing ont mis au point un modèle détaillé qui explique l'interaction des facteurs ci-dessus et ils s'en sont servi pour indiquer l'impact d'autres hypothèses sur l'avenir du pétrole. Ils ont chiffré à 50 pour cent les probabilités d'un taux de croissance annuel moyen de la consommation de pétrole de 1,89 pour cent combiné à une base de ressources d'au moins 5 800 milliards de barils. Dans ce cas, la production annuelle maximum de 71 milliards de barils (soit plus de trois fois le niveau actuel) sera atteinte en 2046 et, en 2080, "un peu plus de 90 pour cent de ressources pétrolières du monde auront été utilisées et quelque 95,4 pour cent sont connues."

Odell et Rosing concluent que "si l'on tient compte des 44 cas présentés dans ce chapitre, il est peu probable qu'une crise à court terme se produise dans les rapports entre l'offre et la demande. Si l'on exclut l'impact d'une combinaison de la plus petite base de ressources et du plus fort taux de croissance (deux hypothèses fort peu probables tant sur le plan individuel que collectif), l'industrie pétrolière n'a aucune raison de s'inquiéter avant le 21e siècle. L'hypothèse de 50 pour cent prouve par ailleurs que l'avenir à moyen terme du pétrole ne pose pas de problème et il y a même 10 pour cent de chances que l'offre ne devienne pas problématique avant la fin du siècle prochain. Cela ne veut pas dire qu'on soit à l'abri d'une nouvelle crise due à d'autres facteurs que les ressources, les réserves et la consommation cumulée de pétrole, mais cela signifie qu'il faut tout tenter pour éviter une nouvelle crise, laquelle n'est pas inévitable. . .Certes des difficultés risquent de surgir en raison de facteurs politiques et économiques. Ces difficultés ne seront pas le fait d'une pénurie physique de pétrole qui n'empêchera pas le monde de tourner pendant encore au moins quarante ans."

Certains des problèmes politiques

[2] Agence internationale de l'énergie, **World Energy Outlook**, Paris, 1982.

évoqués par Odell et Rosing résultent avant tout de la concentration géographique des réserves de pétrole. Selon l'AIE (p. 206), en 1981, les pays membres de l'OPEP détiennent les deux-tiers des réserves de pétrole connues dans le monde, alors que les pays membres de l'O.C.D.E. (Organisation pour la Coopération et le Développement Économique) tels que le Canada, les États-Unis, le Japon et les pays d'Europe de l'Ouest, ne possédaient que 9 pour cent des ces réserves. . . ". . .quatre pays, l'Arabie Saoudite, le Kuweit, l'Union Soviétique et l'Iran, se partagent 55 pour cent des réserves prouvées du monde et les dix pays de tête possèdent 82 pour cent de ces réserves" (p. 206). De plus, par le passé, les activités de forage ont été concentrées dans très peu de pays, aux États-Unis en particulier. "Comparativement aux États-Unis, toutes les autres parties du monde, mais surtout le Tiers-Monde, sont l'objet de très peu d'activités de forage." (Odell-Rosing, p. 33).

Dans certains pays, l'idée répandue que le pétrole est une denrée rare se transforme en une politique énergétique qui vise à satisfaire aux exigences de la politique fiscale. Lorsqu'un programme énergétique national sert avant tout à maximiser les recettes qu'un gouvernement tire à court terme de la production de pétrole, l'offre réagit très peu aux fluctuations de prix. Comme le font remarquer Odell et Rosing:

". . .compte tenu de l'offre internationale d'un produit qui est en grande partie contrôlé par un nombre restreint de pays qui peuvent se permettre de régler leur production sur leurs exportations, 30$ le baril est un prix bien trop élevé. Il est bien supérieur au prix de l'offre à long terme du pétrole naturel. Cela vaut quel que soit l'habitat (forage marin en eau profonde), le réservoir (taille et profondeur) et peu importent les difficultés de récupération résultant de variables physiques et chimiques donnés. Des recettes de 30$ le baril échéant à une compagnie productrice se traduisent par une rentabilité des investissements justifiant largement la décision d'aller de l'avant dans presque tous les cas.

Toutefois, compte tenu de la croyance générale que le pétrole est une denrée rare et compte tenu de la faculté qu'ont les gouvernements de revendiquer la quasi-totalité de la rente économique découlant de la production du pétrole relativement bon marché et de sa vente à des prix faramineux, les compagnies productrices ne peuvent prétendre qu'à une infime partie des recettes provenant d'un produit exagérément cher. Si la plupart des gouvernements du monde non communiste peuvent se permettre de revendiquer la quasi-totalité de cette rente économique, c'est qu'on admet généralement que l'épuisement des ressources "rares" d'un pays ne se justifie que dans la mesure où ce sont les gouvernements qui en profitent. . .inévitablement, cela retire aux compagnies pétrolières toute velléité de prospecter de nouveaux gisements et (ou) de produire plus de pétrole que ce qu'elles ont découvert. Voilà un des autres éléments qui contribuent à répandre l'idée que le pétrole est une denrée rare.

Comment s'étonner, dès lors, que les compagnies pétrolières cherchent à diversifier leurs activités car, quand bien même les nouvelles sources d'énergie seraient plus chères à produire, elles offrent de meilleurs perspectives de rentabilité du fait que les gouvernements, du moins jusqu'à maintenant, n'ont pas la même propension à se mêler de leur exploitation. Pis encore, dans l'optique énergétique internationale, ces mêmes compagnies préfèrent diversifier leurs investissements dans des activités qui n'ont rien à voir avec l'énergie et où les gouvernements risquent moins d'intervenir. Bien entendu, cela joue au détriment de l'offre énergétique potentielle qui permettrait de compenser le ralentissement de la demande en matière d'hydrocarbures.

C'est ainsi, malheureusement, que pas même 30$ le baril de pétrole en 1983 ne viendra renforcer le potentiel de l'offre. Si la plupart des gouvernements persistent dans leur croyance que le pétrole est une denrée rare et qu'ils continuent d'agir comme si la production de ce bien leur permettra de remplir leurs coffres à une échelle jusqu'ici insoupçonnée, l'offre risque de demeurer bien moins élastique qu'on aurait pu le croire, même si l'on considère cela comme une simple proposition d'économique." (pp 208-9).

Si les ressources pétrolières potentielles sont aussi élevées que le laissent entendre Odell et Rosing et qu'il est possible de les exploiter aux prix actuels, peut-être vaudrait-il la peine que les gouvernements des pays producteurs de pétrole songent sérieusement à supprimer certains des obstacles à leur exploitation.

A. RÉSERVES DE PÉTROLE

L'abondance de ressources pétrolières qu'Odell et Rosing prêtent au monde existe également au Canada. La majeure partie des ressources canadiennes ne sont toutefois pas du type classique ou se situent dans des zones frontières. Comme l'indique le tableau I-4, il ne reste que 4 745 milliards de barils de réserves connues de pétrole naturel d'extraction bon marché; quelque 3 732 milliards de barils supplémentaires ont une chance sur deux d'être découvertes, ce qui donne 8 477 milliards de barils au total. Moyennant un taux de consommation de 600 millions de barils par année, ces réserves suffiront à satisfaire à la demande intérieure pendant encore 14 ans.

Des ressources bien plus considérables existent dans les zones frontières, soit 21 226 milliards de barils au total. Les réserves de pétrole naturel (connues et potentielles à 50 pour cent) s'élèvent à 29 703 milliards de barils et permettront de satisfaire à la demande actuelle pendant près de 50 ans. Les plus vastes ressources existent sous la forme de sables bitumineux (Athabasca, Cold Lake, Peace River et Wabasca). Le volume de pétrole récupérable à partir de ces sources dépasse les 200 milliards de barils[3], ce qui devrait permettre de répondre à la demande actuelle pendant plus de 300 ans.

Certes, l'existence de ces ressources pétrolières n'implique pas d'office qu'elles seront exploitées à temps pour satisfaire à la demande intérieure de façon constante. Comme l'atteste le récent rapport de la Commission du Canada[4], "les ressources pétrolières potentielles du Canada sont vastes et devraient assurer son autosuffisance pourvu que l'on trouve les moyens d'en transformer une partie importante en réserves économiques . . . La portion de ces ressources qui est, ou sera, commercialement rentable dépend de la conjoncture économique dominante, laquelle est tributaire de l'évolution technologique des méthodes d'exploitation, de production et de transport . . . Le rythme des travaux d'exploration et donc, de la découverte de ces ressources, dépend du succès des travaux d'exploration, des prix du marché, des coûts d'exploitation, des recettes fiscales prédominantes, des progrès technologiques et de l'exploitation fructueuse des découvertes déjà faites".

Pour ce qui est des ressources pétrolières de type non classique, le S.G.C. souligne que "les méthodes existantes combinées aux coûts d'exploitation limitent l'apparition de ces réserves sur le marché canadien. Bien que l'on dispose déjà des technologies d'extraction du pétrole lourd et du bitume de pétrole, ces technologies ont besoin d'être perfectionnées davantage si l'on veut réaliser tout le potentiel de ces ressources."

Malgré toutes ces difficultés, il est rassurant de savoir que le Canada ne souffre pas d'une pénurie physique de ressources pétrolières. L'autonomie du Canada à cet égard n'est pas menacée par la rareté des ressources mais pas des obstacles d'ordre technologique, économique et politique.

B. PRIX DU PÉTROLE

Les prix intérieurs du pétrole sont demeurés stables en 1983 grâce à l'accord conclu entre le gouvernement fédéral et l'Alberta qui stipulait un prix coûtant à la tête de puits du pétrole naturel "ancien" entre le 1er juillet 1983 et le 31 décembre 1984. Le prix combiné à Montréal (coût du pétrole jusqu'à la raffinerie) n'a augmenté que de façon marginale entre juin 1983 et mai 1984 et la hausse globale de 28 cents le baril est imputable entièrement à l'augmentation des frais de transport.

C. L'OFFRE ET LA DEMANDE ÉNERGÉTIQUES

Brut. La production intérieure de brut a augmenté de 5,9 pour cent en 1983 pour atteindre 1 448 millions de barils par jour. Les exportations totales (0,291 millions b/j) ont excédé les importations (0,24 millions b/j) et le Canada a enregistré des exportations nettes en 1983. La consommation intérieure de produits pétroliers raffinés a baissé de 8 pour cent pour atteindre 1 267 millions b/j. La plus forte réduction a été enregistrée au niveau du fuel-oil lourd (-24,9%), suivie par le fuel-oil léger (-18,5%) et l'essence pour moteurs (-2,4%), alors que le diésel enregistrait un léger regain (2,6%).

Gaz naturel. La production intérieure de gaz naturel commercialisable a nettement baissé en 1983 (-6,2%), ce qui s'ex-

[3] Agence internationale de l'énergie, op. cit. (p. 224)

[4] Commission géologique du Canada, **Ressources de pétrole et de gaz naturel du Canada**, (Ottawa, 1984), p. 3-4

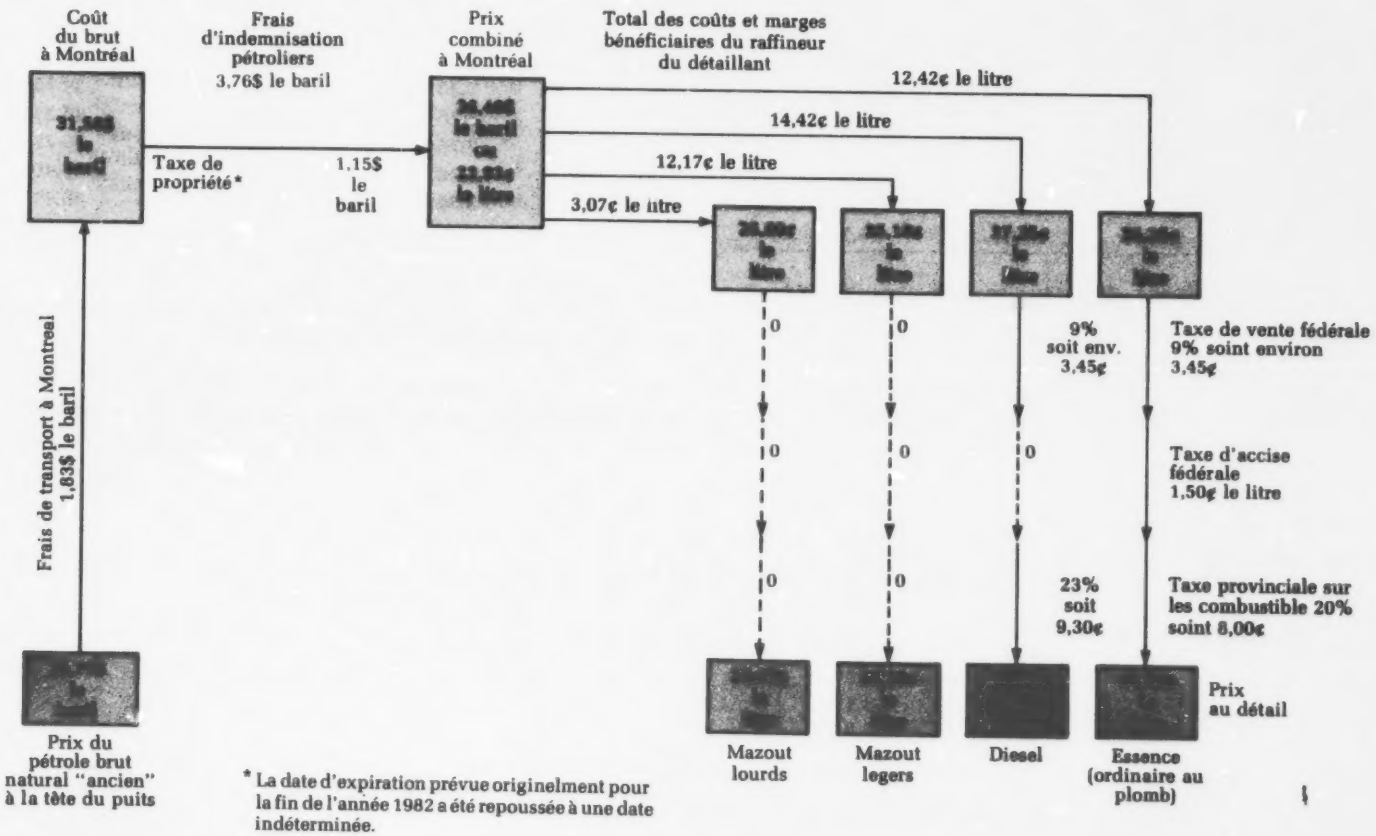
TABLEAU I–4. RÉSERVES CANADIENNES DE PÉTROLE

Milliards de barils

	Réserves restantes et ressources découvertes	Ressources potentielles (50% de probabilité)
PÉTROLE NATUREL (RÉCUPÉRABLE)		
Bassin sédimentaire de l'ouest du Canada	4,745	3,732
Bassin de la Mer de Beauport-Mackenzie	0,736	8,476
Iles de l'Artique	0,478	4,317
Réserves marines de l'Est du Canada	1,416	11,812
Bassins paléozoiques, Est du Canada	0,005	1,051
Bassins de la cordillère	—	0,315
Total	7,380	29,703
PÉTROLE NON CLASSIQUE		
Pétrole lourd	2,989	
Sables bitumineux de l'Athabasca (miniers)	26,701	
Autres sables bitumineux	176,000	
	205,690	

SOURCE: Commission Géologique du Canada, **Ressources de Pétrole et de Gaz Naturel du Canada** (Ottawa, 1984) p. 3, 52-53;
Robert E. McRory, **Oil Sands and Heavy Oils of Alberta**, Alberta Energy and Natural Ressources (Edmonton, 1982); Agence Internationale de l'Énergie, **World Energy Outlook**, (Paris, 1982)

FIG. I-1. DETERMINATION DU PRIX DES PRINCIPAUX PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS, JUIN 1984 (SAINT-JEAN, N.-B.)



* La date d'expiration prévue originelment pour la fin de l'année 1982 a été repoussée à une date indéterminée.

plique avant tout par la baisse des ventes aux États-Unis (les exportations ont chuté de 9,2%). La demande intérieure a baissé de près de 1 pour cent par rapport à 1982. Le prix du gaz naturel a augmenté conformément au barème contenu dans l'accord signé entre Ottawa et l'Alberta en 1981, ne pouvant dépasser 65 pour cent du prix du pétrole. Le prix de gros du gaz naturel à Toronto a augmenté de 7,8 pour cent, passant de 3,85$ le millier de pi² en 1982 à 4,15$ le millier de pi² en 1983.

Électricité. Après une légère baisse en 1982, la production d'électricité a repris son ascension en 1983, augmentant de 5,2 pour cent. La consommation intérieure a connu un rythme d'augmentation inférieur (4,7 pour cent), l'excédent étant absorbé par les exportations qui ont augmenté de 13 pour cent.

Charbon. La production de charbon a poursuivi son ascension augmentant de 4,7 pour cent en 1983. La consommation intérieure a augmenté de 7,6 pour cent, suivant en cela la forte consommation industrielle (11 pour cent).

Autosuffisance. La balance commerciale du Canada a été excédentaire en 1983 au chapitre de l'énergie. Les exportations ont accusé un excédent net au niveau des produits pétroliers, gaz de pétrole liquéfié y compris, (environ 87 millions de barils), du gaz naturel (environ 700 millions de milliers de pieds cubes), de l'électricité (environ 37 gigawatts/heure) et du charbon et de ses dérivés (près de 2 millions de tonnes). Les exportations énergétiques se sont élevées à 13,2 milliards de dollars, soit 14,5 pour cent de la valeur totale des exportations du Canada. En 1983, le Canada a perçu 8 milliards de dollars de plus pour l'énergie qu'il a exportée (13,201 milliards) qu'il n'a payé pour l'énergie qu'il a importée (5,180 milliards de $).

TABLEAU I–5. PRIX INTÉRIEURS DU PÉTROLE BRUT AU CANADA DE JANVIER 1981 À MAI 1984

$ le baril

	Prix du pétrole brut naturel à la tête de puits	Frais de transport à Montréal	Frais d'indemnisation pétroliers	Taxe spéciale d'accroissement du taux de propriété canadienne	Prix combinés à Montréal
1981 janvier	17,75	1,24	5,05	1,15	24,04
juillet	18,75	1,52	8,15*	1,15	29,57
octobre	21,25	1,56	8,15*	1,15	32,07
1982 janvier	23,50	1,54	6,30	1,15	32,49
juillet	25,75	1,55	6,30	1,15	34,75
1983 janvier	29,75	1,55	3,76	1,15	36,21
juillet	29,75	1,57	3,76	1,15	36,23
decembre	29,75	1,74	3,76	1,15	36,40
1984 janvier	29,75	1,75	3,76	1.15	36,41
juillet	29,75	1,77	3,76	1,15	36,43

*Comprend 1,85 $ de frais spéciaux le baril, imposés suite à la réduction de la production de l'Alberta.

TABLEAU I–6. PRIX* DE CERTAINS PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS, 1983–89

	Essence à moteur ordinaire au plomb		Diesel		Mazout de chauffage	
	¢ le litre	$ le gallon	¢ le litre	$ le gallon	¢ le litre	$ le gallon
1983	50,0	2,27	49,5	2,25	34,9	1,59
1984	51,9	2,36	50,2	2,28	37,0	1,68
1985	56,0	2,55	53,5	2,43	39,0	1,77
1986	57,0	2,59	55,0	2,50	40,0	1,82
1987	58,1	2,64	57,2	2,60	41,0	1,86
1988	60,8	2,76	60,4	2,75	43,0	1,95
1989	63,5	2,89	63,0	2,86	44,9	2,04

*Prix moyens de l'année civile.

TABLEAU I–7. PRIX INTÉRIEURS DU GAZ NATUREL, 1981–1984

$ le millier de pieds cubes

	Prix aux frontières de l'Alberta	Frais de transport à Toronto	Prix à l'entrée de la ville de Toronto	Prix de gros à Toronto*
1981	1,87	0,72	2,59	3,06
1982	2,20	0,85	3,05	3,85
1983	2,66	0,98	3,64	4,15
1984 mai	2,99	1,00	3,99	4,14

*Comprend la taxe spéciale d'accroissement de propriété canadienne (15¢ le millier de pieds cubes) et la taxe sur le gaz naturel et les liquides extraits du gaz naturel.

TABLEAU I-8. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ[a] POUR QUELQUES VILLES AU CANADA, (JANVIER 1984)

¢ le kWh

	DOMESTIQUE		COMMERCIAL		INDUSTRIEL	
	750 kWh par mois	4 250 kWh suivants	petite[b]	grande[c]	petite[d]	grande[e]
St. John's (Terre-Neuve)	5,98	4,98	9,46	6,08	6,87	4,46
Charlottetown (I.-P.-É.)	11,59	10,59	14,96	12,46	12,23	10,65
Halifax (N.-É.)	5,99	4,99	8,16	7,14	7,85	4,65
Frédéricton (N.-B.)	5,86	3,53	8,98	6,88	6,20	4,24
Montréal (P. Q.)	3,88	3,59	6,78	5,04	5,64	3,79
Toronto (Ontario)	4,08	3,68	7,76	5,01	5,85	3,75
Winnipeg (Manitoba)	3,27	3,10	6,93	3,26	3,50	2,31
Régina (Saskatchewan)	3,67	3,40	6,80	4,81	5,54	3,66
Edmonton (Alberta)	4,42	3,79	9,23	4,90	4,78	4,11
Vancouver (C.-B.)	4,74	3,76	6,77	4,49	4,76	3,36
Whitehorse (Yukon)	6,14	5,37	8,79	7,66	0,00	0,00
Yellowknife (T. du N.-O.)	9,30	9,30	11,58	11,14	13,69	13,69

[a]Prix moyens calculés en divisant la facture totale par la consommation totale
[b]Consommation facturée: 3 kW; consommation mensuelle: 375 kWh
[c]Consommation facturée: 100 kW; consommation mensuelle: 25 000 kWh
[d]Consommation facturée: 75 kW; consommation mensuelle: 15 000 kWh
[e]Consommation facturée: 1 mW; consommation mensuelle: 400 mWh

Source: Statistique Canada, **Factures d'électricité**, 1983, n° de catalogue 57-203

A. PROVISIONS D'ÉNERGIE*

a. Énergie nucléaire.

Le 25 juillet 1982, la centrale nucléaire de Point Lepreau atteignait un taux de production critique. Son inauguration officielle a eu lieu en juin 1983. Au cours de l'exercice 1983-84, la centrale a atteint 92,2 pour cent de capacité. Au 24 octobre 1984, 230 des 600 mégawatts d'énergie produits à Point Lepreau avaient été exportés en Nouvelle-Angleterre.

b. Les travaux d'installation d'une seconde interconnexion majeure avec Hydro-Québec ont progressé durant l'exercice 1983-1984.

La première phase de ces travaux s'est achevée en avril 1983 lorsqu'une sous-station provisoire de 138 kV a été mise en service et a commencé à fournir 50 mW d'énergie provenant d'Hydro-Québec aux abonnés du nord-ouest du Nouveau-Brunswick. Une station permanente d'une puissance de 315kV entrera en service à la fin 1984, ce qui augmentera cette capacité à 150mV. Avec l'achèvement fin 1985 du nouveau poste de conversion du courant continu à haute tension de 350 mégawatts et de lignes de transmission de 345kW d'Hydro-Québec, la capacité d'interconnexion avec le Québec devrait passer à 1000 mégawatts.

c. Autres faits nouveaux.

La troisième et dernière phase de l'étude visant à évaluer le potentiel de conversion de la centrale électrique chauffée au pétrole de Coleson Cove a débuté dans le courant de l'exercice financier. Cette étude technique de 9 000 000 de dollars, financée aux trois-quarts par le gouvernement fédéral et au quart par Énergie, N.-B., vise à déterminer les possibilités économiques et techniques de convertir cette centrale au charbon tout en lui laissant la capacité d'utiliser d'autres combustibles.

Durant l'année, on a poursuivi les travaux visant à élever de trois pieds le niveau du réservoir du Mactaquac, ce qui permettra à la station de produire trois pour cent de plus d'énergie ou 65 mégawatts supplémentaires par année.

La centrale électrique de Chatham continue d'être le théâtre de projets de recherche-développement relatifs à la substitution du pétrole et à l'exploitation des ressources du Nouveau-Brunswick. Durant l'année, on a testé une nouvelle source d'eau et de charbon à faible teneur en cendres et en soufre baptisée du nom de Carbogel et préparée par la Cape Breton Development Corporation de Nouvelle-Écosse. Les premiers essais de combustion ont généralement été concluants et de nouveaux brulâges d'essai sont prévus pour l'été 1984 pour évaluer le rendement du matériel ainsi que l'efficacité de la combustion. Un deuxième projet portant sur la combustion en lit fluidisé et faisant appel au charbon et aux schistes bitumineux du Nouveau-Brunswick, a bénéficié d'une subvention d'un million de dollars du gouvernement fédéral pour la réalisation d'une étude de faisabilité technique et économique.

Une autre subvention de 33 millions de dollars a été approuvée pour la construction et l'essai d'une chaudière à circulation en lit fluidisé de vingt mégawatts à la centrale de Chatham. L'issue fructueuse de ces projets de recherche se traduira par une utilisation accrue de ressources de charbon du Nouveau-Brunswick pour la production d'électricité.

B. TAXATION

Aucun changement ne s'est produit dans la taxe provinciale sur l'essence dans le budget de 1984. Le montant de la taxe a toutefois varié en fonction des changements apportés aux prix de l'essence avant la taxe.

TABLEAU I–9. TAXE PROVINCIALE SUR LES COMBUSTIBLES (SEPTEMBRE 84)

Combustible	Taux d'imposition %	Montant de la taxe ¢ le litre
Essence		
Ordinaire	20	8,2
Sans plomb	20	8,7
Super sans plomb	20	8,9
Diesel	23	9,2
Propane	13	4,0
Carburant de locomotive	10	4,5
Carburant d'aviation	3	1,7

* Tiré du **Rapport annuel 1983-1984** de la Commission de l'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick, pp. 8-10

C. ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET ÉNERGIES RENOUVELABLES

a. Programmes subventionnés exclusivement par la province.

La province a continué de subventionner et d'administrer son ***programme d'emprunt pour la conservation domestique d'énergie*** destiné à offrir aux propriétaires de maisons des prêts à un taux d'intérêt peu élevé (7 ½%). En 1983, 1870 autres prêts totalisant une valeur de 1,6 millions de dollars ont été accordés, portant ainsi la valeur cumulative des prêts à 20 millions de dollars depuis le début du programme en 1977.

L'université du Nouveau-Brunswick a poursuivi ses travaux relatifs au ***Programme de relevé des radiations solaires***. Leur réseau de puits de contrôle de radiations solaires comportant cinq postes de recueil des données à distance et un poste de traitement central a été mis en place. Ces données sont traitées et présentées sous divers formats aux usagers de toute la province.

b. Programmes conjoints des gouvernements fédéral et provincial.

En janvier 1980, la province du Nouveau-Brunswick et le gouvernement fédéral ont signeé ***l'Entente Canada-Nouveau-Brunswick sur la démonstration des économies d'énergie et des énergies renouvelables (DEEER)***. Cette entente a été prolongée d'un an, ce qui fait qu'elle sera en vigueur jusqu'en mars 1985. Elle prévoit des subventions pour la mise au point, la démonstration et la commercialisation de techniques relatives aux économies d'énergie et à l'utilisation des énergies renouvelables. Le gouvernement fédéral fournira 9 millions de dollars pour couvrir le coût de ce programme et la contribution de la province sera de 2,25 millions, soit un investissement total de 11,25 millions de dollars.

Le programme DEEER a été conçu en partie pour combler l'écart entre les travaux de recherche et l'instauration de technologies prometteuses. Les objectifs clés de ce programme sont entre autres de sensibiliser le public aux possibilités d'économiser l'énergie et d'utiliser les énergies renouvelables, de créer de nouveaux emplois dans les nouvelles industries et les industries existantes et de favoriser le transfert d'informations entre les projects de démonstration et les utilisateurs éventuels des technologies.

Soixante-deux projets d'envergure totalisant plus de 8 millions de dollars en subventions dans le cadre du programme DEEER ont ainsi été approuvés au Nouveau-Brunswick.

En plus de faire la démonstration d'une grande variété de technologies d'économie d'énergie et d'utilisation des énergies renouvelables, le programme DEEER du Nouveau-Brunswick a surtout servi à subventionner des projets d'énergie forestière, de récupération de la chaleur et de réflection à haute efficacité énergétique. Outre les projets de grande envergure, plus de 75 petits projets totalisant plus de 450 000$ ont été approuvés dans toute la province.

Le transfert de technologie est l'un des éléments vitaux de chaque projet de démonstration. On attache de plus en plus d'importance à la diffusion des résultats du rendement de chaque projet. Des rapports finals, des brochures, des tableaux, des présentations audiovisuelles ainsi que des séminaires et des ateliers sont prévus pour assurer l'efficacité du transfert de l'information et maximiser l'effet du programme DEEER au Nouveau-Brunswick et dans tout le Canada.

Des séminaires et des ateliers sur la conservation de l'énergie sont offerts aux cadres et aux techniciens par le secrétariat à l'Énergie pour venir en aide aux industries et aux entreprises commerciales du Nouveau-Brunswick. Les séminaires ont lieu en divers endroits de la province. Ils sont souvent proposés et co-parrainés par des entreprises et des associations commerciales et d'autres organismes gouvernementaux.

Ces séminaires sont axés sur les techniques de conservation de l'énergie, sur l'élaboration de plans d'urgence, sur la mesure du rendement énergétique, sur l'économique et les investissements liés à l'énergie ainsi que sur la motivation des employés. Des données sur les réserves énergétiques actuelles et projetées et sur leurs coûts sont présentés ainsi que des informations détaillées sur les programmes de démonstration et de financement parrainés par le gouvernement et susceptibles d'intéresser les secteurs industriel, commercial et institutionnel.

D. PUBLICATIONS

Le secrétariat à l'Énergie du Nouveau-Brunswick a préparé un certain nombre de publications visant à aider le public à mieux comprendre les questions énergétiques. Certaines de ces publications sont le résultat de notre programme de recherche en cours et d'autres sont liées au programme DEEER.

- ***Statistiques énergétiques du Nouveau-Brunswick, 1973-79***
- ***Rétrospective sur l'énergie du Nouveau-Brunswick (annuelle)***
- ***Le point sur l'énergie (annuelle)***
- ***Étude sur l'utilisation résiduelle du bois de chauffage, 1979-80 et 1981-82***
- ***L'ABC des copeaux de bois***
- ***L'ABC de la sciure de bois***
- ***Chauffage aux copeaux de bois pour les habitations et autres petits bâtiments***
- ***L'économie: un rapport relatif au programme de conservation d'énergie du ministère de l'Éducation du Nouveau-Brunswick***
- ***Énergisons: conservation de l'énergie dans les arénas***
- ***Actes du colloque sur le bois de chauffage, 26-28 février 1984, Fredéricton***
- ***Bulletin de la scène énergétique***
  - ***#1 Le bois***
  - ***#2 La gestion de l'énergie***
  - ***#3 La conservation de l'énergie dans les maisons***
- ***Brochures et rapports finals relatifs à divers projets s'inscrivant dans le cadre du programme DEEER.***

TABLEAU I–10. QUELQUES PROJETS RÉALISÉS DANS LE CADRE DU PROGRAMME DEEER AU NOUVEAU-BRUNSWICK

	Projet et emplacement	Description
1. Énergie renouvelable		
Récolte intégrée de pâte et de copeaux de bois sur des terres actuellement improductives	**Boise Cascade Canada Ltd., Newcastle**	**Étude de faisabilité technique et économique sur l'intégration de la production de copeaux de bois et de pâte sur des terres autrement trop mal boisées pour une récolte économique**
Chauffage institutionnel aux copeaux de bois	**École secondaire régionale de Belleisle, Springfield**	**Installation d'une chaudière alimentée aux copeaux de bois dans une nouvelle école secondaire visant à prouver sa rentabilité et à promouvoir l'utilisation du bois de chauffage dans le centre sud du Nouveau-Brunswick**
Énergie forestière (étude)	Centre sud du Nouveau-Brunswick	Étude de faisabilité technique et économique d'une industrie régionale d'énergie forestière dans le centre sud du Nouveau-Brunswick. Cette étude a permis de déterminer les éléments des systèmes d'énergie forestière et les paramètres de rentabilité économique, grâce à une évaluation technique et financière détaillée et un plan de mise en placé applicable à d'autres régions de la province.
Projet de démonstration hydro-électrique de Low Head	Green River	Projet visant à augmenter la capacité de production de la centrale de Green River d'Edmundston de 950 kW à 3000 kW
2. Conservation de l'énergie		
Récupération de la chaleur par ventilation	Poste de police Frédéricton	Installation d'un système récupération de la chaleur à bobine/boucle liquide au poste de police de Frédéricton visant à récupérer la chaleur au moyen d'un ventilateur aspirant
Système de propulsion à tuyères pour un chalutier commercial	Caraquet	Installation d'un système de propulsion à tuyères sur un chalutier de bois
Réflection à efficacité énergétique d'une piscine	École secondaire de la vallée de Miramichi, Newcastle	Réflection majeure d'une piscine couverte avec installation de systèmes de récupération de la chaleur/ déshumidification et d'un système d'éclairage à haute efficacité énergétique
Réflection d'une coopérative d'habitation	Moncton	Démonstration de normes à haute efficacité énergétique: niveaux d'isolation élevés, herméticité des fenêtres et portes et système d'eau chaude à rendement élevé dans une coopérative de 41 appartements.
Installation de teste de combustion	Research & Productivity Council, Frédéricton	Évaluation du rendement combustible de systèmes de chauffage résidentiels à l'huile, au gaz et au bois et diffusion des résultats au personnel chargé de l'entretien des chaudières et au grand public
Conservation de l'énergie, module d'éducation	Écoles secondaires dans toute la province	Élaboration et mise en place d'un module d'éducation de trois semaines sur les mesures de conservation de l'énergie dans les bâtiments existants à l'intention des élèves du secondaire.

PARTIE II
STATISTIQUES ÉNERGÉTIQUES RELATIVES AU NOUVEAU-BRUNSWICK
1982 et 1983

a. Résumé des grandes tendances relatives à la consommation d'énergie

La consommation nette d'énergie (voir Annexe pour définition) au Nouveau-Brunswick a baissé de 0,8 pour cent en 1983, passant de 105 153 térajoules (TJ) en 1982 à 104 345 TJ en 1983. La météorologie clémente et les mesures de conservation ont nettement contrebalancé l'effet d'une croissance économique modérée sur la consommation d'énergie en 1982-1983.

Entre 1979 et 1983, soit les dix années qui ont suivi la hausse rapide des prix du pétrole, la consommation nette d'énergie dans la province a baissé de 7,8 pour cent. Fait plus important encore, la consommation nette par tête d'habitant et par tranche de 1 000$ du PIB réel a baissé de 15,6 et de 22 pour cent respectivement. Il semble que les mesures de conservation, les changements technologiques et les modifications intervenues dans la structure de l'économie (distribution de la production entre les divers secteurs économiques et les industries d'un même secteur) aient eu un profond effet combiné négatif sur la consommation d'énergie. En particulier, la baisse importante de la consommation d'énergie par unité de production semble indicative d'une structure économique à moindre intensité d'énergie due à une diminution de l'importance relative du secteur producteur de biens et à l'application accrue des techniques d'économie d'énergie.

L'apport énergétique primaire (énergie brute) qu'il faut pour satisfaire à la demande en matière d'énergie d'usage final (énergie nette) ne suit pas une trajectoire parallèle car il dépend à la fois de la quantité d'énergie nette consommée et de la composition des ressources énergétiques. Par exemple, en 1983, la consommation d'énergie brute a augmenté de 3,7 pour cent bien que la consommation d'énergie nette ait baissé de près de un pour cent. Cette différence est avant tout le fait d'une augmentation de la consommation de déchets de bois (dont l'efficacité d'usage final est inférieure à celle du fuel-oil lourd) et de la part plus importante de l'électricité thermique (avec ses pertes de conversion élevées).

En termes d'énergie brute, la plus grosse part de cette consommation totale d'énergie a été assurée par des sources d'énergie non renouvelables qui ont représenté 73,4 pour cent en 1983. Les sources d'énergie renouvelables (énergie hydroélectrique, bois et déchets de coupe) ont assuré 26,6 pour cent des besoins énergétiques du Nouveau-Brunswick en 1983. Il s'agit d'une amélioration modeste par rapport à la situation de 1973 alors que les sources d'énergie renouvelables assuraient 21 pour cent des besoins intérieurs en matière d'énergie primaire, ce qui s'explique par l'utilisation plus importante de la biomasse forestière. Dans le secteur des sources d'énergie non renouvelable, le changement le plus important s'explique par le moindre rôle joué par le pétrole. En l'espace de dix ans, les produits raffinés du pétrole ont vu leur part de la consommation d'énergie brute passer de 77 pour cent à 53,1 pour cent.

TABLEAU II–1. CONSOMMATION* D'ÉNERGIE AU NOUVEAU-BRUNSWICK EN 1973, 1982 ET 1983

	Consommation d'énergie 000s		Consommation d'énergie par habitant		Consommation d'énergie par milliers de dollars du PIB réel	
	TJ	BEP	TJ	BEP	TJ	BEP
Énergie brute — 1973	191 137	31 233	0.292 4	47.8	0.101 1	16.5
— 1982	193 913	31 687	0.277 4	45.3	0.088 7	14.5
— 1983	201 176	32 874	0.284 6	46.5	0.090 0	14.7
% Changement 1982-1983	3,7	—	2.6	—	1.5	—
% Changement 1973-1983	5,2	—	-2.7	—	-11.0	—
Énergie Nette — 1973	113 190	18 496	0.176 9	—	0.059 9	—
— 1982	105 153	17 183	0.150 4	24.6	0.048 1	7.9
— 1983	104 345	17 051	0.147 6	24.1	0.046 7	7.6
% Changement 1982-1983	-0,8	—	-1.9	—	-2.9	—
% Changement 1973-1983	-7,8	—	-15.6	—	-22.0	—

*Consommation totale d'énergie.

La décennie 1973-1983 n'a été le théâtre que de changements modérés dans la consommation nette d'énergie dans les principaux secteurs de . . . tandis que celle du secteur résidentiel est tombée de 21,5 à 20,4 pour cent et que la contribution du secteur commercial et des institutions est passée de 14,7 à 14,6 pour cent. Par ailleurs, la part du secteur des transports est montée de 7,5 à 8,8 pour cent.

La consommation de produits raffinés dérivés du pétrole a poursuivi sa tendance à la baisse pour la quatrième année de suite tombant de 25,7 millions de barils en 1982 à 21,3 millions de barils en 1983. La plus forte réduction en pourcentage a été enregistrée dans le cas du mazout lourd (-31,8%). Celui-ci étant suivi du mazout léger (-15,6%) de l'utilisation par les producteurs (-9,0%), de l'essence (-4,9%) et du gazole (-3,6%). La consommation totale de produits raffinés dérivés du pétrole (y compris le mazout lourd utilisé pour la production d'électricité) a chuté de 21,3 pour cent durant la décennie 1973-1983 et de 39,3 pour cent par rapport au total record de 35,1 millions de barils atteint en 1979.

FIG. II-1 CONSOMMATION D'ÉNERGIE DE 1973, 1982 ET 1983
Barils équivalent pétrole (BEP)

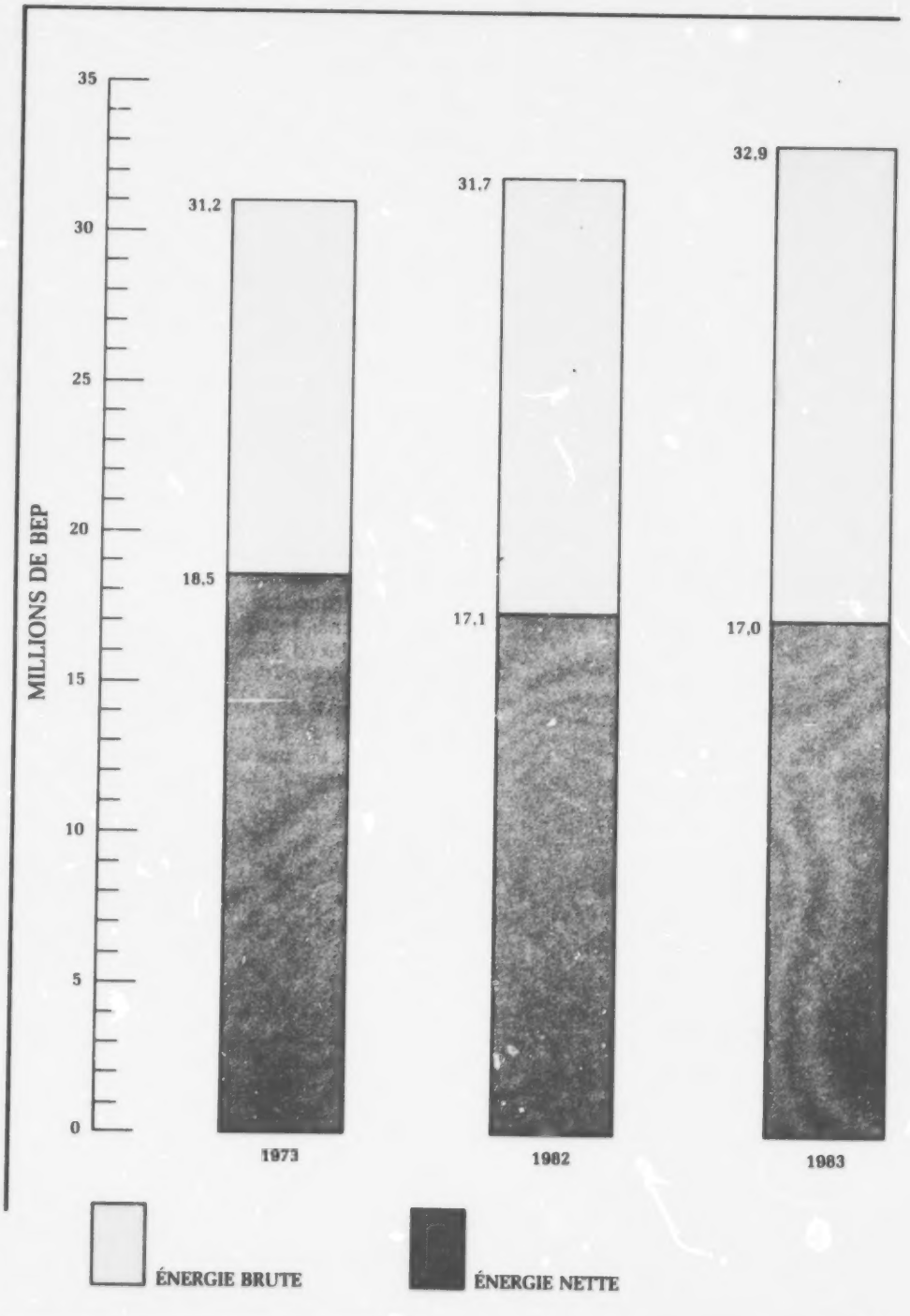
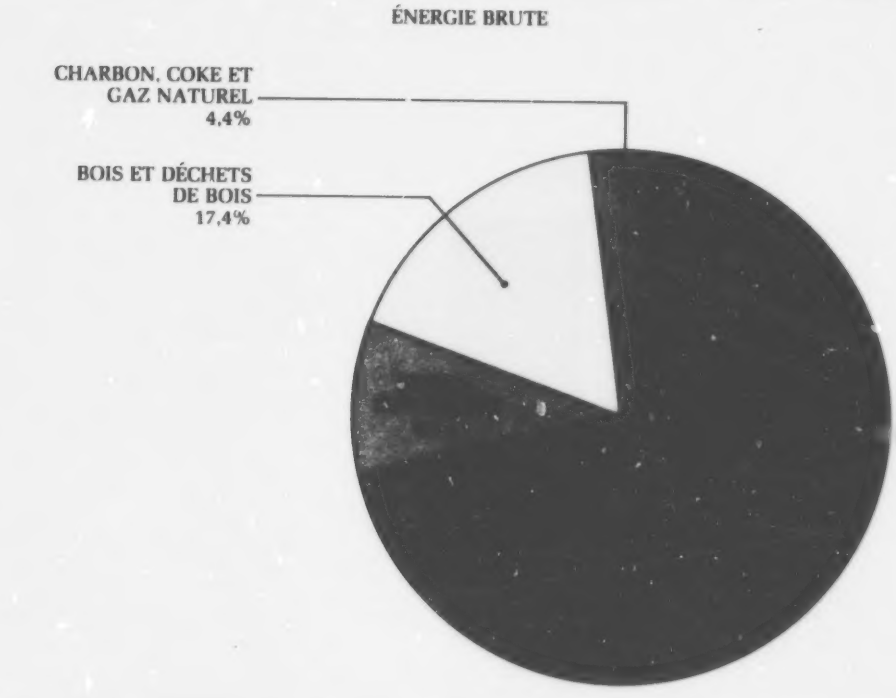


FIG. II-2 RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DE LA SOURCE D'ÉNERGIE PRIMAIRE EN 1983



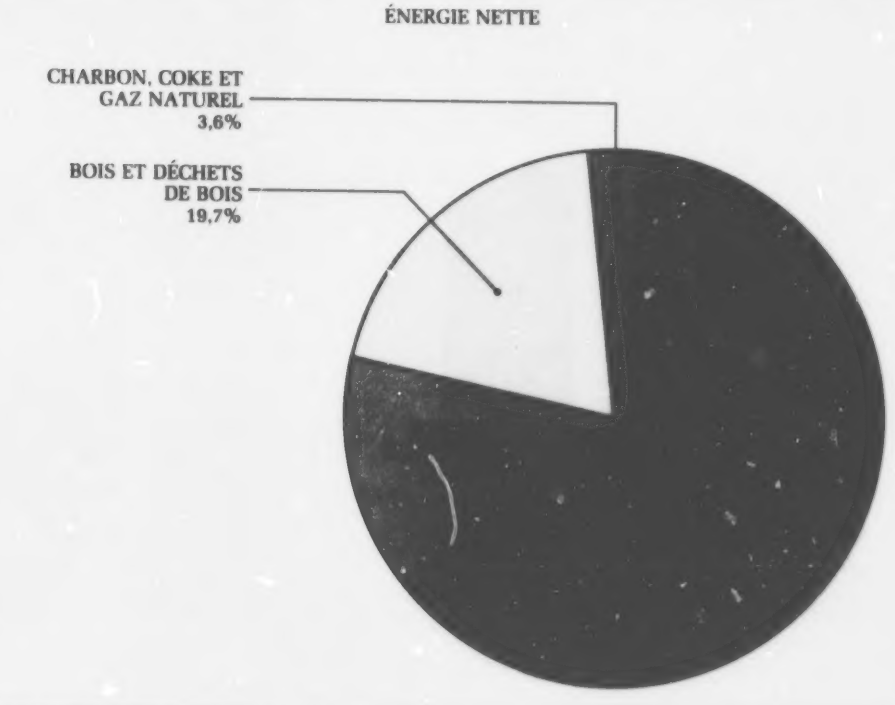
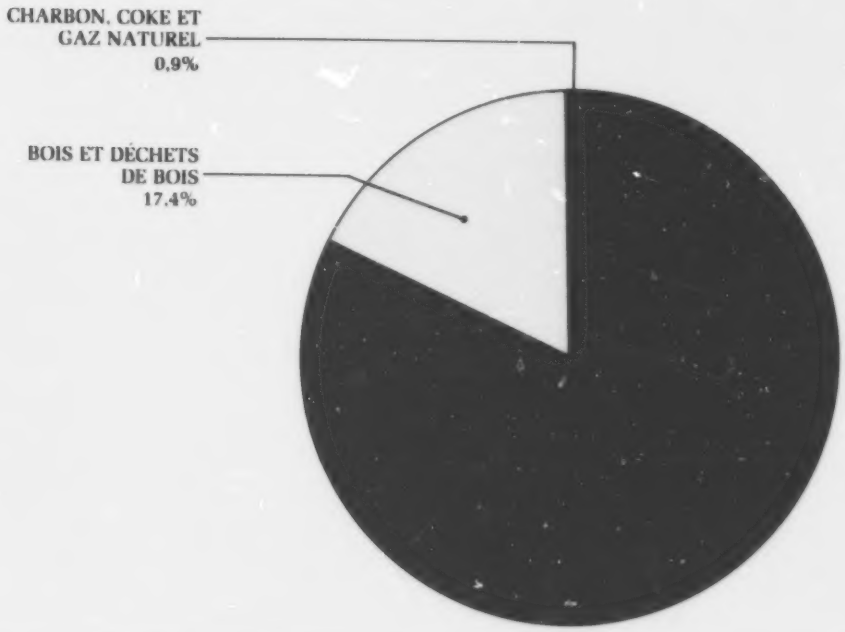


FIG. II-3 RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DE L'USAGE FINAL EN 1983

A. ÉNERGIE BRUTE



B. ÉNERGIE NETTE

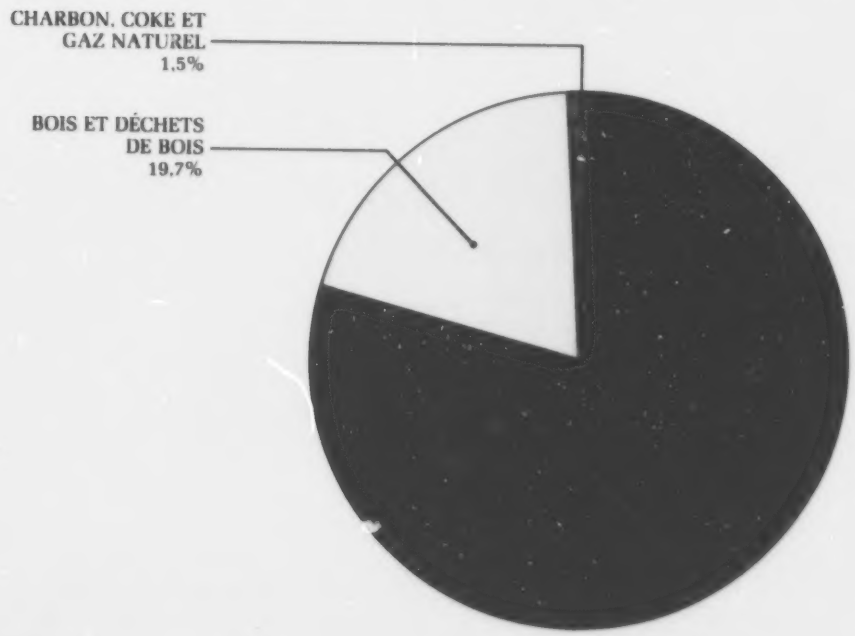


FIG. II-4 **RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DES SOURCES PRINCIPALES D'ÉNERGIE PRIMAIRE DE 1973, 1982 ET 1983**
(Énergie brute en barils équivalent pétrole)

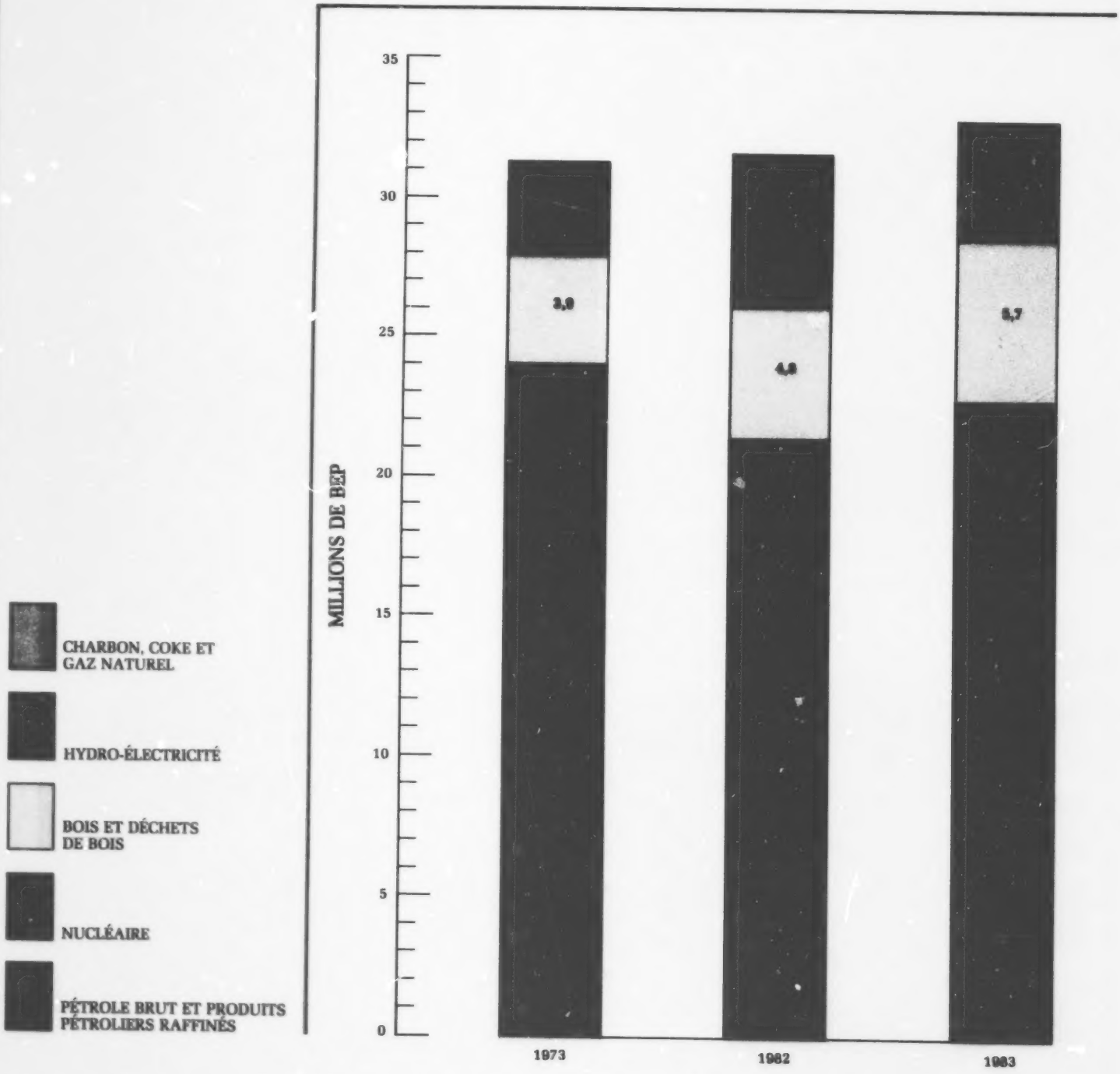


FIG. II-5 **RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DES SECTEURS DE 1973, 1982 ET 1983**
(Énergie brute en barils équivalent pétrole)

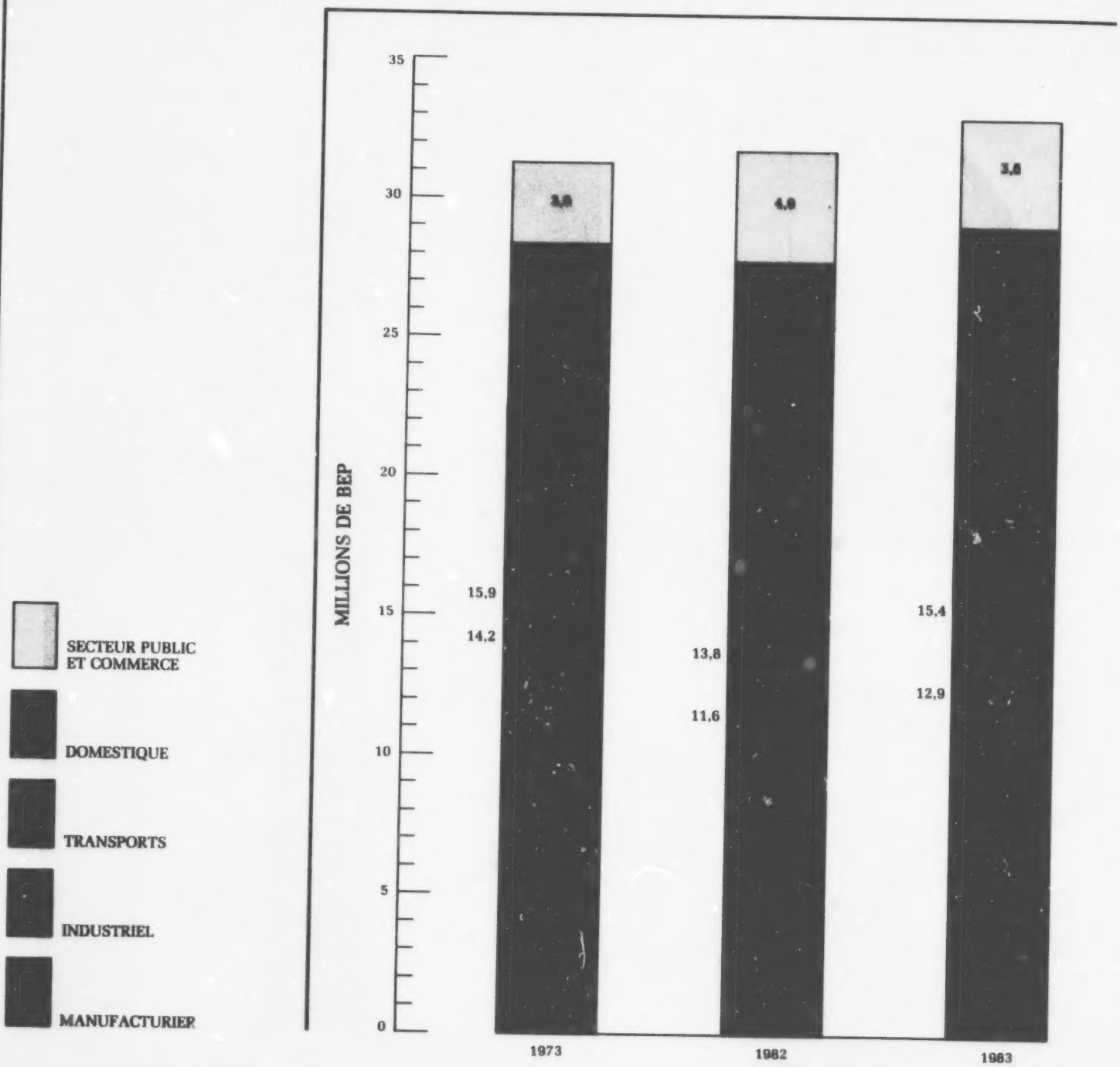
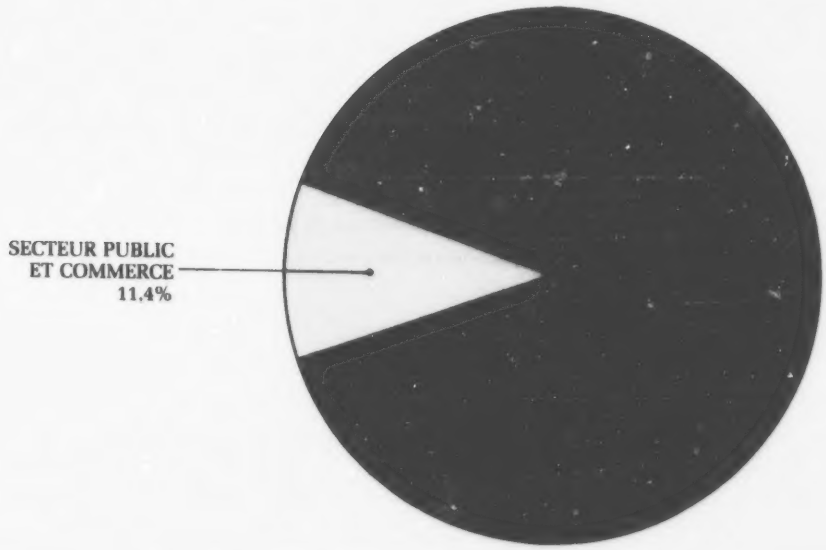


FIG. II-6 RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DES SECTEURS EN 1983

A. ÉNERGIE BRUTE



B. ÉNERGIE NETTE

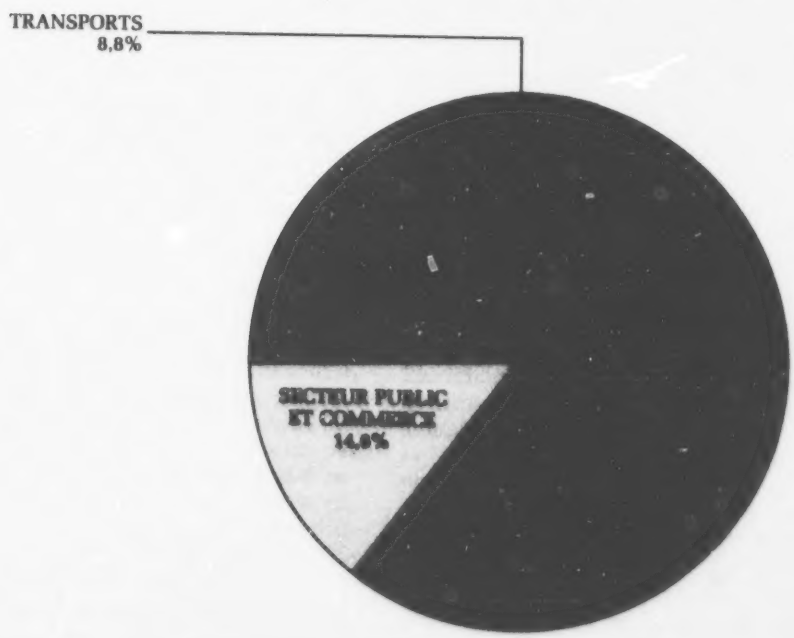


TABLEAU II–2. CONSOMMATION DE PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS PAR PRODUIT MAJEUR, 1973-1982*

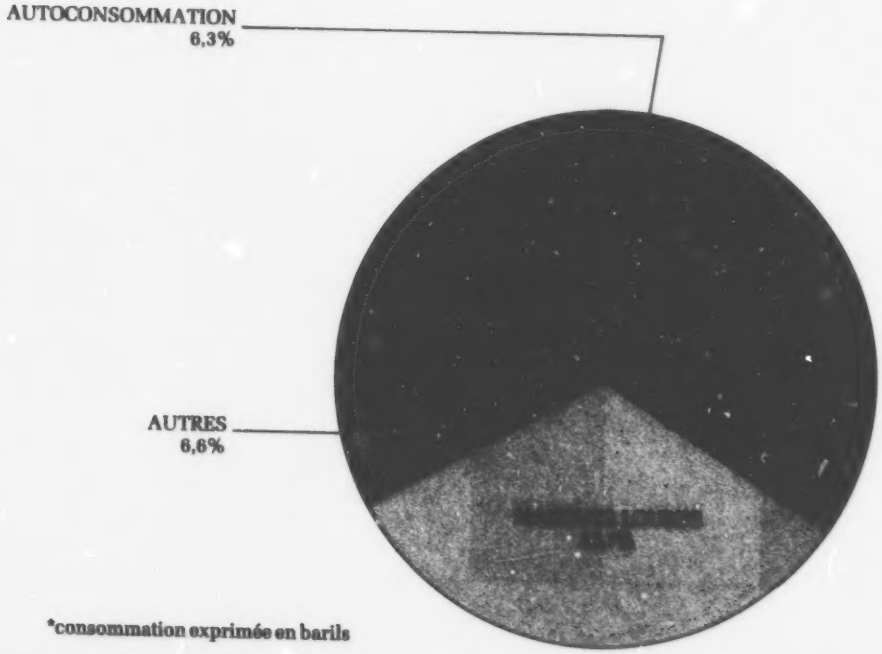
Milliers de barils

	Essence	Diesel	Carburant Aviation	Mazouts légers et pour poêles	Mazouts lourds	Autres produits**	Total
1973	5 572	1 583	223	6 141	10 481	3 096	27 096
1974	6 012	1 871	249	6 212	10 872	3 471	28 687
1975	6 443	1 918	350	6 126	8 853	3 259	26 949
1976	6 424	1 917	407	6 443	10 431	3 366	28 988
1977	6 605	1 949	362	5 871	13 230	3 721	31 738
1978	6 949	2 072	347	5 473	13 625	4 136	32 602
1979	7 254	2 281	340	5 185	15 126	4 960	35 146
1980	7 306	2 267	341	4 881	15 303	4 901	34 999
1981	6 993	2 272	347	4 369	12 076	4 003	30 060
1982	6 446	2 163	317	4 018	10 237	2 517	25 698
1983	6 129	2 083	333	3 390	6 982	2 403	21 320

*Comprend les produits pétroliers utilisés dans la production d'électricité à des fins d'exportation.

**Comprend les produits pétroliers utilisés par l'industrie du raffinage.

FIG. II-7 RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA CONSOMMATION* DE PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS EN FONCTION DES PRODUITS EN 1983



*consommation exprimée en barils

b. Bref sommaire par la production d'énergie

La production d'énergie au Nouveau-Brunswick a augmenté de 9,9 pour cent en 1983 pour atteindre 72 346 TJ (11,8 millions de BEP) alors qu'elle était de 65 852 TJ (10,8 millions de BEP) en 1982. Toutes les grandes ressources énergétiques indigènes ont affiché des gains de production; le gain le plus élevé a été enregistré par l'hydroélectricité (19,6%), suivi par le charbon (12%) et le bois et les résidus de bois (6,5%).

En termes de contenu énergétique primaire, la production énergétique de la province a été assurée pour la plus grande part par le bois et les résidus de bois avec une part de 60,2 pour cent, suivie par le charbon (21,4 pour cent) et l'hydroélectricité (18,4 pour cent); la part du pétrole et du gaz naturel est presque nulle. En termes d'énergie nette, la part des diverses sources est de 60,8 pour cent pour le bois et les résidus du bois, de 26,8 pour cent pour l'hydroélectricité et de 12,3 pour cent pour le charbon.

Si l'électricité produite par l'utilisation de l'hydroélectricité et du charbon de la province avait été entièrement consommée pour satisfaire aux besoins du Nouveau-Brunswick et que l'excédent des résidus du bois avait été consommé par les secteurs industriel et commercial (avec une efficacité d'usage final moyenne de 60 pour cent), les ressources énergétiques indigènes auraient assuré 40 pour cent des besoins nets en énergie de la province.

c. Prix

Brut. Le prix du pétrole brut qui a connu sa deuxième hausse majeure depuis dix ans en 1979-1980, s'est stabilisé depuis trois ans. Le niveau repère du prix du pétrole des pays de l'OPEP qui avait atteint 35$ US en juillet 1982, est tombé à 29$ US en mars 1983 et n'a pas bougé depuis. En conséquence, le coût du pétrole importé a régulièrement baissé depuis trois ans, passant de 43,25$ en 1981 à 39,51$ en juin 1984. Conformément à l'entente conclue entre le gouvernement fédéral et l'Alberta, le prix du pétrole ancien à la tête de puits est demeuré constant à 27,95$ en 1983 et 1984. Le prix combiné du pétrole domestique livré à Montréal est demeuré à 36,30$. En mai 1984, le prix du pétrole ancien canadien représentait 75,3 pour cent du prix du pétrole importé et le prix combiné représentait 92,1 pour cent du prix du pétrole importé. Si la taxe de propriété canadienne (1,15$ le baril) était levée, on pourrait parvenir aux prix internationaux en augmentant le prix combiné de 1,98$ le baril (1,2¢ le litre).

Essence. Le prix de l'essence à Saint-Jean a suivi une courbe inverse, passant de 41,6¢ le litre (1,89$ le gallon) en mars 1982 à 49,7¢ le litre (2,26$ le gallon) en décembre 1983 pour retomber à 48,3¢ le litre (2,20$ le gallon) au milieu de 1984.

Mazout de chauffage. Le prix du mazout de chauffage a augmenté de 3,8¢ le litre (12,8 pour cent) de mars 1982 à mars 1983, mais il a affiché une hausse plus modérée l'année suivante (augmentant de 1,2¢ le litre ou de 3,5%) et est demeuré constant à 35,1¢ le litre (1,60$ le gallon) au cours du deuxième trimestre 1984.

Gaz naturel. Les prix du gaz naturel sont demeurés aux niveaux fixés en avril 1981.

Électricité. Les taux de l'énergie électrique ont subi une hausse le 10 avril 1984, augmentant de 6 pour cent en moyenne. Le citadin consommant 700kWh par mois (usager moyen ne se chauffant pas à l'électricité) a vu sa facture mensuelle augmenter de 2,76$ (soit de 45,91 à 48,67$).

Charbon. Le prix du charbon extrait dans la province est passé de 51$ la tonne courte à 56$ en 1984.

FIG. II-8 **RÉPARTITION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE EN FONCTION DE LA SOURCE PRIMAIRE D'ÉNERGIE DE 1973, 1982 ET 1983**

Barils équivalent pétrole (BEP)

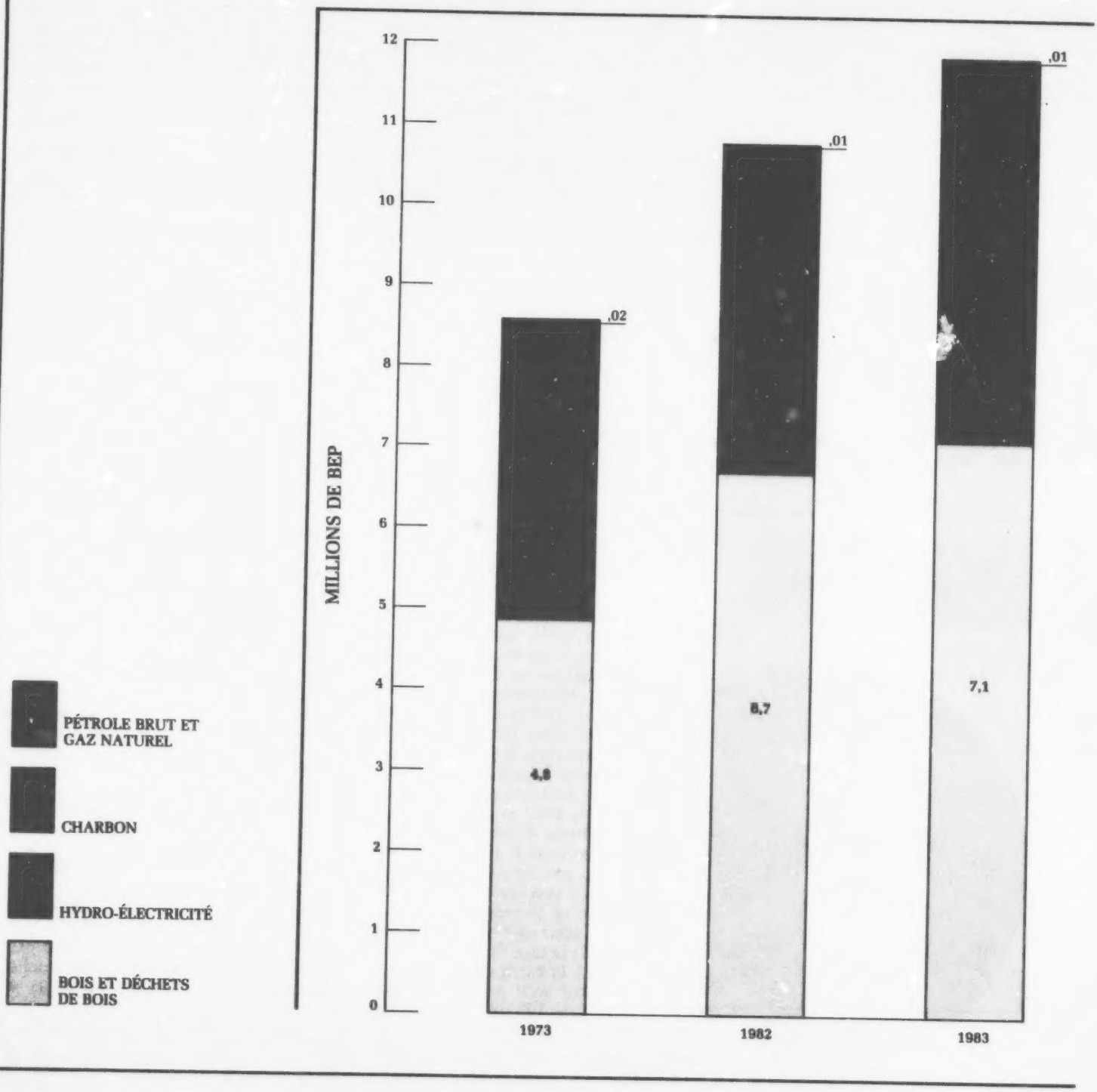
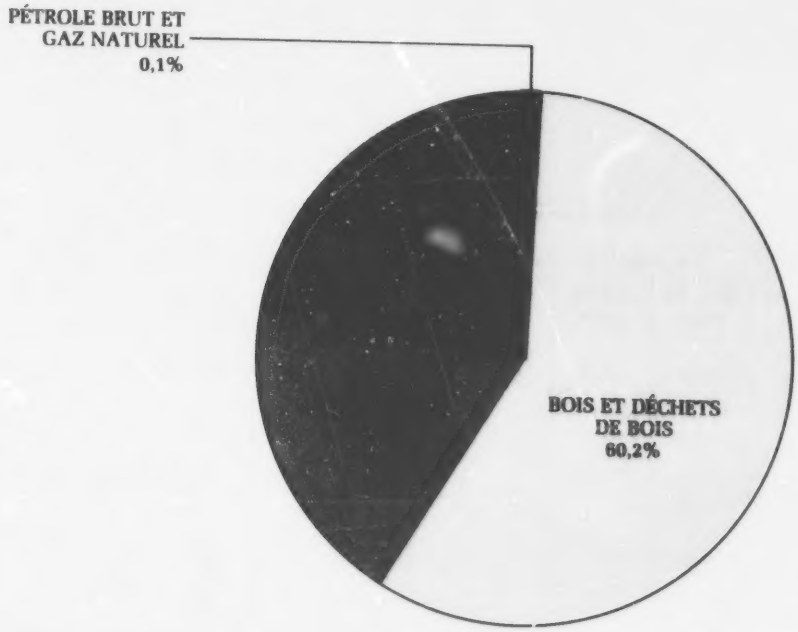


FIG. II-9 RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE EN FONCTION DES SOURCES PRINCIPALES D'ÉNERGIE PRIMAIRE EN 1983

A. ÉNERGIE BRUTE



B. ÉNERGIE NETTE

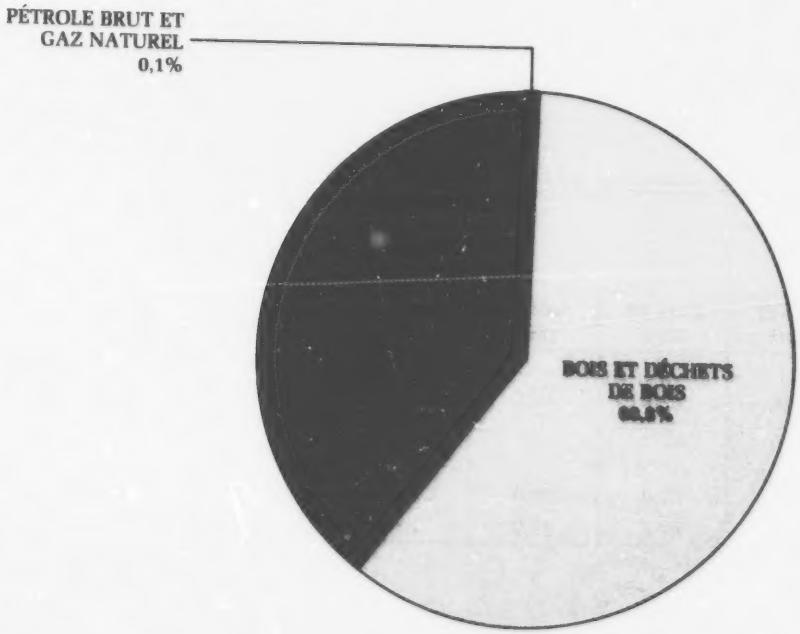


TABLEAU II–3. PRIX MOYEN AU DÉTAIL DE L'ESSENCE ORDINAIRE ET DU MAZOUT DE CHAUFFAGE, 1979–84 (SAINT-JEAN)

Année et mois	Essence à Moteur		Mazout de Chauffage	
	$ le gallon	¢ le litre	$ le gallon	¢ le litre
1979 janvier	1,00	22,0	0,62	13,6
mars	1,01	22,2	0,63	13,9
juin	1,02	22,4	0,63	13,9
septembre	1,08	23,8	0,68	15,0
décembre	1,11	24,4	0,70	15,4
1980 mars	1,15	25,3	0,74	16,3
juin	1,16	25,5	0,74	16,3
septembre	1,20	26,4	0,78	17,2
décembre	1,30	28,6	0,87	19,1
1981 mars	1,50	33,0	1,04	22,9
juin	1,63	35,8	1,15	25,3
septembre	1,74	38,3	1,22	26,8
décembre	1,76	38,7	1,24	27,3
1982 mars	1,89	41,6	1,35	29,8
juin	1,91	42,1	1,35	29,8
septembre	2,03	44,7	1,46	32,1
décembre	2,06	45,3	1,46	32,2
1983 mars	2,15	47,2	1,53	33,6
juin	2,23	49,0	1,53	33,6
septembre	2,25	49,6	1,55	34,2
décembre	2,26	49,7	1,55	34,2
1984 mars	2,23	49,1	1,60	35,1
juin	2,20	48,3	1,60	35,1

TABLEAU II–4. TARIFS DU GAZ NATUREL DE 1979 À 1984

	1979*	1er avril 1980	1er avril 1981**
¢ par therm[a], basé sur la consommation mensuelle			
10 premières therms	60***	66****	66****
40 therms suivants	50	55	55
50 therms suivants	40	45	
300 therms suivants	35		
500 therms suivants	28		
Suivants		37,5	52

*À compter du 1er juin 1978.

**Ne s'applique qu'aux clients commerciaux. Les clients résidentiels payent les tarifs de 1980.

***Montant minimal: 3,00 $ par mois.

****Montant minimal: 4,00 $ par mois.

[a]Un therm égale 200 000 BTU. Le therm est l'unité calorifique que la Commission des entreprises de service public utilise traditionnellement pour établir le prix du gaz naturel.

TABLEAU II–5. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE CONSOMMATION DOMESTIQUE DE 1979 À 1984

	RÉGIONS URBAINES					RÉGIONS RURALES				
	12 avril 1979	23 mai 1980	25 mai 1981	14 avril 1983	10 avril 1984	12 avril 1979	23 mai 1980	25 mai 1981	14 avril 1983	10 avril 1984
Redevance d'abonnement $ par mois	6,00	6,90	7,90	8,60	9,12	7,00	7,90	8,90	9,70	10,28
Tarif d'électricité ¢ par kWh										
700 premiers kWh	4,20	4,52	4,90	5,33	5,65	4,20	4,52	4,90	5,33	5,65
Suivants	3,20	3,36	3,53	3,84	4,07	3,20	3,36	3,65	3,84	4,07

TABLEAU II–6. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ D'USAGE GÉNÉRAL DE 1979 À 1984

	RÉGIONS URBAINES					RÉGIONS RURALES				
	12 avril 1979	23 mai 1980	25 mai 1981	14 avril 1983	10 avril 1984	12 avril 1979	23 mai 1980	25 mai 1981	14 avril 1983	10 avril 1984
Redevance d'abonnement $ par mois	5,60	6,90	7,90	8,60	9,12	5,60	6,90	7,90	8,60	9,12
Tarif mensuel de puissance $ par kW										
20 premiers kW	—	—	—	—	—					
kW suivants	5,35	5,72	6,25	6,77	7,05					
Tarif d'électricité ¢ par kWh										
1 500 premiers kWh						6,15*				
4 500 kWh suivants						5,17				
kWh suivants						3,75				
5 000 premiers kWh	5,75	6,16	6,87	7,47	7,90		6,16	6,87	7,47	7,90
5 000 kWh suivants	3,75	4,02	4,34	4,71	4,90		4,42	4,95	5,39	5,70
kWh suivants	3,75	4,02	4,34	4,71	4,90		4,14	4,64	5,08	5,39

*Frais mensuels minimum de 28,60 $

TABLEAU II–7. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE CONSOMMATION INDUSTRIELLE DE 1979 À 1984

petites industries

	12 avril 1979	23 mai 1980	25 mai 1981	14 avril 1983	10 avril 1984
Tarif mensuel de puissance $ par kW	2,60*	2,93*	3,24	3,53	3,74
Tarif d'électricité ¢ par kWh					
100 premiers kWh – par kW	5,28	5,64	6,24	6,79	7,20
kWh suivants	2,48	2,65	2,93	3,19	3,38

*Par kW de consommation facturée.

TABLEAU II–8. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE CONSOMMATION INDUSTRIELLE DE 1979 À 1984

grandes industries

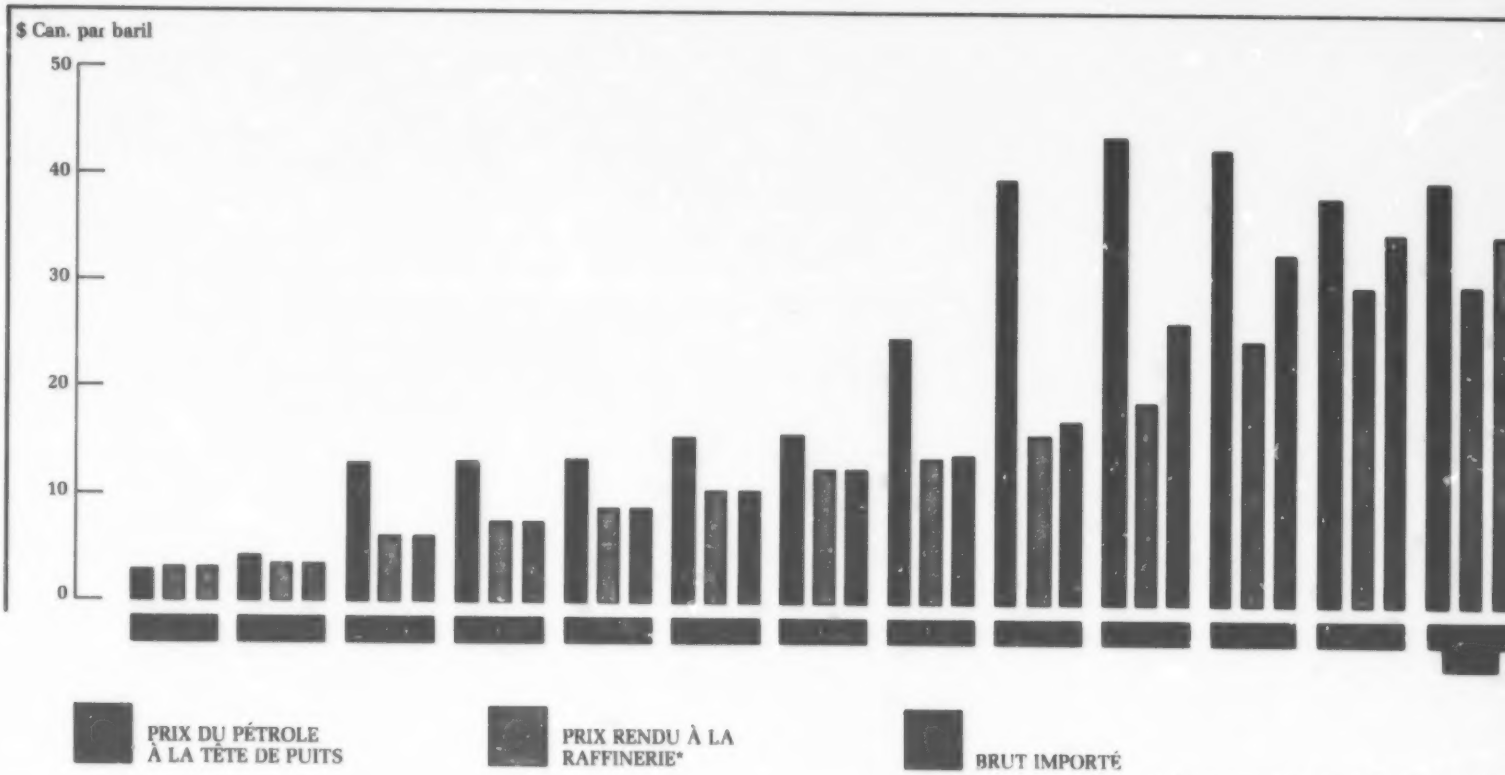
	12 avril 1979	23 mai 1980	25 mai 1981	14 avril 1983	10 avril 1984
Tarif mensuel de puissance $ par kW					
2 500 premiers kW	6,01	6,19	6,85	7,45	7,60
5 000 kW suivants	5,46	6,03	6,67	7,26	7,41
kW suivants	4,80	5,64	6,24	6,79	6,93
Tarif d'électricité ¢ par kWh					
900 000 premiers kWh	2,24	2,29	2,53	2,75	2,97
1 800 000 kWh suivants	2,01	2,18	2,41	2,62	2,83
kWh suivants	1,85	1,95	2,16	2,35	2,54

TABLEAU II–9. PRIX DE DIVERS COMBUSTIBLES DE CHAUFFAGE DOMESTIQUE, JUIN 1984

	Électricité	Ancienne chaudière	Mazout ancienne chaudière avec nouveau brûleur	Nouveau brûleur ultra efficace	Bois	Gaz Naturel***		Propane nouveau brûleur ultra efficace
						Ancienne chaudière	Nouveau brûleur ultra efficace	
Rendement saisonnier de l'appareil de chauffage %	100	60	75	92	50	60	92	92
Quantité de combustible d'un gigajoule d'énergie nette*	277,80 kWh	9,49 gal.	7,59 gal.	6,19 gal.	0,078 cordes	1,667 mpc	1,087 mpc	9,36 gal.
Prix de combustible $	0,04	1,64	1,64	1,64	85,00	6,00	6,00	1,30
Coût d'un gigajoule d'énergie nette $	11,31	15,56	12,45	10,15	6,63	10,00	6,52	12,17
Quantité de combustible nécessaire à la production de 60 gigajoules nets (besoin nets d'une maison moyenne)**	16 669 kWh	569,4 gal.	455,4 gal.	371,4 gal.	4,68 cordes	100,02 mpc	65,22 mpc	561,6 gal.
Coût de 60 gigajoules nets $	678,40	933,80	746,90	609,10	397,80	600,10	391,30	730,10

*Équivalent à 948 214 BTU.
**Environ 1 200 pieds carrés.
***Les prix du gaz naturel sont les prix perçus par le Gaz de Moncton. Ces prix peuvent varier si le gaz naturel est importé d'une autre province. Par exemple, si l'on applique le prix du gaz à Québec, les frais de chauffage s'élèvent alors à 726 $ pour l'ancienne chaudière et à 474 $ pour la chaudière ultra efficace.

FIG. II-10 PRIX DU PÉTROLE CANADIEN ET DU PÉTROLE IMPORTÉ DE 1972-1984



* Ne comprend pas les frais de transport

B. Bilans Énergétiques 1982 et 1983

TABLEAU II–10. Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en 1982. Énergy brute

A. UNITÉS NATURELLES

	PÉTROLE BRUT (milliers de barils)	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	ÉNERGIE HYDRO-ÉLECTRIQUE (gWh)	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE	PRODUIT PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉNERGIE ÉLECTRIQUE THERMIQUE (gWh)	TOTAL ÉNERGIE SECONDAIRE (gWh)	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE ET SECONDAIRE	TOTAL ÉLECTRICITÉ (gWh)
Production	1	549 480	68 166	401	2 110	2 627	—	24 467	6 065	—	—	8 692
Importations	17 670	45 428	—	—	—	—	—	5 291	19	—	—	19
Exportations	—	—	—	—	—	977	—	4 160	2 019	—	—	2 996
Transferts, nets inter-régions	5 204	50 721	—	—	—	3 614	—	—	–566	—	—	3 048
Variation des stocks, pertes et autres ajustement	–1 592	–56 435	3 530	—	613	446	—	—	296	—	—	742
Total disponible	24 467	702 064	64 636	401	1 497	4 818	—	25 698	3 203	—	—	8 021
Transformé en:												
Produits pétroliers raffinés	24 467	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Électricité	—	603 669	—	—	—	—	—	6 408	—	—	—	—
Disponibilité	—	98 395	64 636	401	1 497	4 818	—	19 290	3 203	—	—	8 021
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	720	—	—	—	—
Usage énergétique total	—	98 395	64 636	401	1 497	4 818	—	18 570	3 203	—	—	8 021
Autoconsommation	—	1 000	—	—	—	176	—	1 468	407	—	—	583
Écoulement final	—	97 395	64 636	401	1 497	4 642	—	17 102	2 796	—	—	7 438

B. TERAJOULES

Production	6	13 737	72	8 815	32 083	11 138	65 851	150 869	57 555	208 424	274 275	68 693
Importations	108 121	1 136	—	—	—	—	109 257	32 626	180	32 806	142 063	180
Exportations	—	—	—	—	—	4 142	4 142	25 035	19 160	44 195	48 337	23 302
Transferts, nets inter-régions	31 843	1 268	—	—	—	15 323	48 434	—	–5 371	–5 371	43 063	9 952
Variation des stocks, pertes et autres ajustement	–10 899	–1 411	4	—	11 378	1 891	963	—	2 808	2 808	3 771	4 699
Total disponible	150 869	17 552	68	8 815	20 705	20 428	218 437	158 460	30 396	188 856	—	50 824
Transformé en:												
Produits pétroliers raffinés	150 869	—	—	—	—	—	150 869	—	—	—	150 869	—
Électricité	—	15 092	—	—	—	—	15 092	42 483	—	42 483	57 575	—
Disponibilité	—	2 460	68	8 815	20 705	20 428	52 476	115 997	30 396	146 393	198 869	50 824
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	4 956	—	4 956	4 956	—
Usage énergétique total	—	2 460	68	8 815	20 705	20 428	52 476	111 041	30 396	141 437	193 913	50 824
Autoconsommation	—	25	—	—	—	746	771	8 984	3 862	12 846	13 617	4 608
Écoulement final	—	2 435	68	8 815	20 705	19 682	51 705	102 057	26 534	128 591	180 296	46 216

TABLEAU II–11. Consommation d'énergie brute par secteur, 1982

A. UNITÉS NATURELLES

	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	PRODUIT PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉLECTRICITÉ (gWh)	TOTAL
Minier*	1 000	—	—	—	382	441	—
Manufacturier							
Aliments et boisson	—	—	—	—	353	134	—
Industries du bois	—	—	—	77	116	91	—
Pâtes et papiers	—	—	—	1 420	2 320	1 953	—
Métalloids	45 428	—	—	—	201	95	—
Manufacturier-autres*	33 293	—	—	—	1 678	639	—
Total-manufacturier	78 721	—	—	1 497	4 668	2 912	—
Industriel-autres*	—	—	—	—	604	583	—
Total-industriel	79 721	—	—	1 497	5 654	3 936	—
Transports							
Par route	—	—	—	—	7 254	—	—
Ferroviaire	—	—	—	—	294	—	—
Aérien	—	—	—	—	317	—	—
Maritime	—	—	—	—	477	—	—
Total	—	—	—	—	8 342	—	—
Secteur public et commerce	17 674	54 999	1	—	2 327	1 586	—
Domestique	1 000	9 637	400	—	2 247	2 499	—
Consommation énergétique totale	98 395	64 636	401	1 497	18 570	8 021	—

B. TERAJOULES

Minier*	25	—	—	—	2 407	2 739	5 171
Manufacturier							
Aliments et boisson	—	—	—	—	2 265	833	3 098
Industries du bois	—	—	—	1 429	718	565	2 712
Pâtes et papiers	—	—	—	19 276	15 374	12 135	46 785
Métalloids	1 136	—	—	—	1 275	590	3 001
Manufacturier-autres*	832	—	—	—	10 316	3 970	15 118
Total-manufacturier	1 968	—	—	20 705	29 948	18 094	70 715
Industriel-autres*	—	—	—	—	3 648	4 608	8 256
Total-industriel	1 993	—	—	20 705	36 004	25 441	84 143
Transports							
Par route	—	—	—	—	40 571	—	40 571
Ferroviaire	—	—	—	—	1 807	—	1 807
Aérien	—	—	—	—	1 805	—	1 805
Maritime	—	—	—	—	3 072	—	3 072
Total	—	—	—	—	47 255	—	47 255
Secteur public et commerce	442	58	22	—	14 247	9 855	24 624
Domestique	25	10	8 793	—	13 535	15 528	37 891
Consommation énergétique totale	2 460	68	8 815	20 705	111 041	50 824	193 913

*Comprend l'autoconsommation.

TABLEAU II–12. Consommation de produits pétroliers raffinés en 1982.

milliers de barils

	ESSENCE À MOTEUR	CARBURANT DIESEL	CARBURANT AVIATION	MAZOUTS LÉGERS ET MAZOUTS POUR POÊLES	MAZOUTS LOURDS	PROPANE ET BUTANE	PRODUITS NON ÉNERGÉTIQUES	TOTAL EXCLUANT L'AUTOCONSOMMATION	TOTAL Y COMPRIS L'AUTOCONSOMMATION
Minier	4	126	—	17	215	20	—	382	382
Manufacturier									
Aliments et boisson	34	8	—	48	259	4	—	353	353
Industries du bois	10	39	—	27	37	3	—	116	116
Pâtes et papiers	5	—	—	—	2 313	2	—	2 320	2 320
Métalloids	4	28	—	31	128	10	—	201	201
Manufacturier-autres	8	6	—	68	122	6	—	210	1 678
Total-manufacturier	61	81	—	174	2 859	25	—	3 200	4 668
Industriel-autres	97	476	—	26	3	2	—	604	604
Total-industriel	162	683	—	217	3 077	47	—	4 186	5 654
Transports									
Par route	6 284	969	—	—	—	1	—	7 254	7 254
Ferroviaire	—	294	—	—	—	—	—	294	294
Aérien	—	—	317	—	—	—	—	317	317
Maritime	—	188	—	—	289	—	—	477	477
Total	6 284	1 451	317	—	289	1	—	8 342	8 342
Secteur public et commerce	—	—	—	1 678	505	144	—	2 327	2 327
Domestique	—	—	—	2 089	21	137	—	2 247	2 247
Écoulement final	6 446	2 134	317	3 984	3 892	329	—	17 102	—
Usage énergétique total	—	—	—	—	—	—	—	—	18 570
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	720	—	720
Transformé en électricité	—	29	—	34	6 345	—	—	—	6 408
Consommation total de P.P.R.	6 446	2 163	317	4 018	10 237	329	720	—	25 698

TERAJOULES

Minier	22	774	—	104	1 426	81	—	2 407	2 407
Manufacturier									
Aliments et boisson	187	49	—	295	1 718	16	—	2 265	2 265
Industries du bois	55	240	—	166	245	12	—	718	718
Pâtes et papiers	28	—	—	—	15 338	8	—	15 374	15 374
Métalloids	22	172	—	191	849	41	—	1 275	1 275
Manufacturier-autres	44	37	—	418	809	24	—	1 332	10 316
Total-manufacturier	336	498	—	1 070	18 959	101	—	20 964	29 948
Industriel-autres	534	2 926	—	160	20	8	—	3 648	3 648
Total-industriel	892	4 198	—	1 334	20 405	191	—	27 020	36 004
Transports									
Par route	34 611	5 956	—	—	—	4	—	40 571	40 571
Ferroviaire	—	1 807	—	—	—	—	—	1 807	1 807
Aérien	—	—	1 805	—	—	—	—	1 805	1 805
Maritime	—	1 156	—	—	1 916	—	—	3 072	3 072
Total	34 611	8 919	1 805	—	1 916	4	—	47 255	47 255
Secteur public et commerce	—	—	—	10 314	3 349	584	—	14 247	14 247
Domestique	—	—	—	12 840	139	556	—	13 535	13 535
Écoulement final	35 503	13 117	1 805	24 488	25 809	1 335	—	102 057	—
Usage énergétique total	—	—	—	—	—	—	—	—	111 041
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	4 956	—	4 956
Transformé en électricité	—	178	—	209	42 076	—	—	—	42 463
Consommation total de P.P.R.	35 503	13 295	1 805	24 697	67 885	1 335	4 956	—	158 460

TABLEAU II–13. Consommation d'énergie nette par secteur, 1982

TERAJOULES

	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	PRODUIT PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉLECTRICITÉ (gWh)	TOTAL
Minier*	—	—	—	—	1 600	1 588	3 188
Manufacturier							
Aliments et boisson	—	—	—	836	1 801	482	3 119
Industries du bois	—	—	—	11 959	432	328	12 719
Pâtes et papiers	—	—	—	—	13 357	7 031	20 388
Métalloids	988	—	—	—	980	342	2 310
Manufacturier-autres	724	—	—	—	1 086	2 300	4 110
Total-manufacturier	1 712	—	—	12 795	17 656	10 483	42 646
Industriel-autres*	—	—	—	—	1 023	—	1 023
Total-industriel	1 712	—	—	12 795	20 279	12 071	46 857
Transports							
Par route	—	—	—	—	8 293	—	8 293
Ferroviaire	—	—	—	—	416	—	416
Aérien	—	—	—	—	542	—	542
Maritime	—	—	—	—	458	—	458
Total	—	—	—	—	9 709	—	9 709
Secteur public et commerce	287	45	11	—	11 592	5 710	17 645
Domestique	13	8	4 397	—	8 232	8 996	21 646
Écoulement final	2 012	53	4 408	12 795	49 812	26 777	95 857
Consommation énergétique totale	2 034	53	4 408	12 795	56 987	28 876	105 153

*Autoconsommation non comprise.

TABLEAU II–14. ÉNERGIE BRUTE À ÉNERGIE NETTE, 1982

	TERAJOULES	% RANG 1	% RANG 9	% RANG 15	% RANG 21	RANGS 11-21 EN % DES RANGS 5-9
1 Consommation d'énergie brute ajustée	212 042	100,0	—	—	—	—
2 Pertes de conversion électriqué*	37 402	17,6	—	—	—	—
3 Autoconsommation**	13 779	6,5	—	—	—	—
4 Écoulement final (énergie brute)						
5 Industriel	61 768	29,1	38,4	—	—	—
6 Transport	47 255	22,3	29,4	—	—	—
7 Secteur public et commerce	20 479	9,7	12,7	—	—	—
8 Domestique	31 359	14,8	19,5	—	—	—
9 Somme	160 861	75,9	100,0	—	—	—
10 Pertes de conversion d'usage final						
11 Industriel	14 907	7,0	9,3	22,9	—	24,1
12 Transport	37 547	17,7	23,3	57,8	—	79,5
13 Secteur public et commerce	2 834	1,3	1,8	4,4	—	13,8
14 Domestique	9 713	4,6	6,0	14,9	—	31,0
15 Somme	65 001	30,7	40,4	100,0	—	40,4
16 Écoulement final (énergie nette)						
17 Industriel	46 861	22,1	29,1	—	48,9	75,9
18 Transport	9 708	4,6	6,0	—	10,1	20,5
19 Secteur public et commerce	17 645	8,3	11,0	—	18,4	86,2
20 Domestique	21 646	10,2	13,5	—	22,6	69,0
21 Somme	95 860	45,2	59,6	—	100,0	59,6

*Comprend les pertes liées aux exportations d'électricité
Ne comprend pas les pertes liées aux importations d'électricité
**Comprend les pertes de transmission

TABLEAU II–15. Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en 1983. Énergie brute

A. UNITÉS NATURELLES

	PÉTROLE BRUT (milliers de barils)	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	ÉNERGIE HYDRO-ÉLECTRIQUE (gWh)	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE	PRODUIT PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉNERGIE ÉLECTRIQUE THERMIQUE (gWh)	TOTAL ÉNERGIE SECONDAIRE (gWh)	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE ET SECONDAIRE	TOTAL ÉLECTRICITÉ (gWh)
Production	1	615 388	56 482	401	2 322	3 142	—	22 265	9 118	—	—	12 260
Importations	14 065	40 698	—	—	—	—	—	4 491	42	—	—	42
Exportations	—	—	—	—	—	2 327	—	5 436	2 984	—	—	5 311
Transferts, nets inter-régions	6 935	29 984	—	—	—	3 980	—	—	–1 146	—	—	2 834
Variation des stocks, pertes et autres ajustement	–1 265	–28 319	5 683	—	461	410	—	—	430	—	—	840
Total disponible	22 265	714 389	50 799	401	1 861	4 385	—	21 320	4 600	—	—	8 985
Transformé en:												
Produits pétroliers raffinés	22 265	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Électricité	—	641 707	—	—	—	—	—	3 864	—	—	—	—
Disponibilité	—	72 682	50 799	401	1 861	4 385	—	17 456	4 600	—	—	8 985
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	691	—	—	—	—
Usage énergétique total	—	72 682	50 799	401	1 861	4 385	—	16 765	4 600	—	—	8 985
Autoconsommation	—	1 000	—	—	—	193	—	1 336	560	—	—	753
Écoulement final	—	71 682	50 799	401	1 861	4 192	—	15 429	4 040	—	—	8 232

B. TERAJOULES

Production	6	15 385	59	8 815	34 759	13 322	72 346	135 814	91 180	226 994	299 340	104 502
Importations	86 073	1 017	—	—	—	—	87 090	27 395	420	27 815	114 905	420
Exportations	—	—	—	—	—	9 866	9 866	33 159	29 840	62 999	72 865	39 706
Transferts, nets inter-régions	42440	750	—	—	—	16 875	60 065	—	–11 460	–11 460	48 605	5 415
Variation des stocks, pertes et autres ajustement	–7 295	–708	6	—	8 557	1 738	2 298	—	4 300	4 300	6 598	6 038
Total disponible	135 814	17 860	53	8 815	26 202	18 592	207 336	130 050	46 000	176 050	—	64 592
Transformé en:												
Produits pétroliers raffinés	135 814	—	—	—	—	—	135 814	—	—	—	135 814	—
Électricité	—	16 043	—	—	—	—	16 043	25 597	—	25 597	41 640	—
Disponibilité	—	1 817	53	8 815	26 202	18 592	55 479	104 453	46 000	150 453	205 932	64 592
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	4 756	—	4 756	4 756	—
Usage énergétique total	—	1 817	53	8 815	26 202	18 592	55 479	99 697	46 000	145 697	201 176	64 592
Autoconsommation	—	25	—	—	—	818	843	8 176	5 600	13 776	14 619	6 418
Écoulement final	- -	1 792	53	8 815	26 202	17 774	54 636	91 521	40 400	131 921	186 557	58 174

TABLEAU II–16. Consommation d'énergie brute par secteur, 1983

A. UNITÉS NATURELLES

	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	PRODUIT PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉLECTRICITÉ (gWh)	TOTAL
Minier*	1 000	—	—	—	388	441	—
Manufacturier							
Aliments et boisson	—	—	—	—	321	242	—
Industries du bois	—	—	—	77	111	164	—
Pâtes et papiers	—	—	—	1 784	1 946	2 402	—
Métalloids	40 698	—	—	—	198	172	—
Manufacturier-autres*	14 013	—	—	—	1 542	552	—
Total-manufacturier	54 711	—	—	1 861	4 118	3 532	—
Industriel-autres*	—	—	—	—	605	753	—
Total-industriel	55 711	—	—	1 861	5 111	4 725	—
Transports							
Par route	—	—	—	—	7 008	—	—
Ferroviaire	—	—	—	—	237	—	—
Aérien	—	—	—	—	333	—	—
Maritime	—	—	—	—	240	—	—
Total	—	—	—	—	7 818	—	—
Secteur public et commerce	15 971	42 750	1	—	1 847	1 602	—
Domestique	1 000	8 049	400	—	1 989	2 657	—
Consommation énergétique totale	72 682	50 799	401	1 861	15 765	8 985	—

B. TERAJOULES

Minier*	25	—	—	—	2 422	3 116	5 563
Manufacturier							
Aliments et boisson	—	—	—	—	2 031	1 710	3 741
Industries du bois	—	—	—	1 429	681	1 159	3 269
Pâtes et papiers	—	—	—	24 773	12 877	16 974	54 624
Métalloids	1 017	—	—	—	1 206	1 215	3 438
Manufacturier-autres*	350	—	—	—	9 442	3 901	13 693
Total-manufacturier	1 368	—	—	26 202	26 236	24 960	78 766
Industriel-autres*	—	—	—	—	3 642	6 418	10 060
Total-industriel	1 393	—	—	26 202	32 300	34 494	94 389
Transports							
Par route	—	—	—	—	39 281	—	39 281
Ferroviaire	—	—	—	—	1 457	—	1 457
Aérien	—	—	—	—	1 896	—	1 896
Maritime	—	—	—	—	1 545	—	1 545
Total	—	—	—	—	44 178	—	44 178
Secteur public et commerce	399	45	22	—	11 298	11 321	23 085
Domestique	25	8	8 793	—	11 921	18 777	39 524
Consommation énergétique totale	1 817	53	8 815	26 202	99 697	64 592	201 176

*Comprend l'autoconsommation.

TABLEAU II–17. Consommation de produits pétroliers raffinés en 1983.

milliers de barils

	ESSENCE À MOTEUR	CARBURANT DIESEL	CARBURANT AVIATION	MAZOUTS LÉGERS ET MAZOUTS POUR POÊLES	MAZOUTS LOURDS	PROPANE ET BUTANE	PRODUITS NON ÉNERGÉTIQUES	TOTAL EXCLUANT L'AUTOCONSOMMATION	TOTAL Y COMPRIS L'AUTOCONSOMMATION
Minier	4	122	—	22	210	30	—	388	388
Manufacturier									
Aliments et boisson	40	8	—	48	215	10	—	321	321
Industries du bois	12	37	—	27	31	4	—	111	111
Pâtes et papiers	6	—	—	—	1 932	8	—	1 946	1 946
Métalloids	5	27	—	31	106	29	—	198	198
Manufacturier-autres	9	6	—	68	102	21	—	206	1 542
Total-manufacturier	72	78	—	174	2 386	72	—	2 782	4 118
Industriel-autres	113	458	—	30	2	2	—	605	605
Total-industriel	189	658	—	226	2 598	104	—	3 775	5 111
Transports									
Par route	5 940	1 068	—	—	—	—	—	7 008	7 008
Ferroviaire	—	237	—	—	—	—	—	237	237
Aérien	—	—	333	—	—	—	—	333	333
Maritime	—	96	—	—	144	—	—	240	240
Total	5 940	1 401	333	—	144	—	—	7 818	7 818
Secteur public et commerce	—	—	—	1 311	414	122	—	1 847	1 847
Domestique	—	—	—	1 821	18	150	—	1 989	1 989
Écoulement final	6 129	2 059	333	3 358	3 174	376	—	15 429	—
Usage énergétique total	—	—	—	—	—	—	—	—	16 765
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	691	—	691
Transformé en électricité	—	24	—	32	3 808	—	—	—	3 864
Consommation total de P.P.R.	6 129	2 083	333	3 390	6 982	376	691	—	21 320

TERAJOULES

Minier	22	750	—	135	1 393	122	—	2 422	2 422
Manufacturier									
Aliments et boisson	220	49	—	295	1 426	41	—	2 031	2 031
Industries du bois	66	227	—	166	206	16	—	681	681
Pâtes et papiers	33	—	—	—	12 812	32	—	12 877	12 877
Métalloids	28	166	—	191	703	118	—	1 206	1 206
Manufacturier-autres	50	37	—	418	676	85	—	1 266	9 442
Total-manufacturier	397	479	—	1 070	15 822	292	—	18 060	26 236
Industriel-autres	622	2 815	—	184	13	8	—	3 642	3 642
Total-industriel	1 041	4 044	—	1 389	17 228	422	—	24 124	32 300
Transports									
Par route	32 716	6 565	—	—	—	—	—	39 281	39 281
Ferroviaire	—	1 457	—	—	—	—	—	1 457	1 457
Aérien	—	—	1 896	—	—	—	—	1 896	1 896
Maritime	—	590	—	—	955	—	—	1 545	1 545
Total	32 716	8 611	1 896	—	955	—	—	44 178	44 178
Secteur public et commerce	—	—	—	8 058	2 745	495	—	11 298	11 298
Domestique	—	—	—	11 193	119	609	—	11 921	11 921
Écoulement final	33 757	12 656	1 896	20 640	21 048	1 525	—	91 521	—
Usage énergétique total	—	—	—	—	—	—	—	—	99 697
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	4 756	—	4 756
Transformé en électricité	—	148	—	197	25 252	—	—	—	25 597
Consommation total de P.P.R.	33 757	12 803	1 896	20 837	46 300	1 525	4 756	—	130 050

TABLEAU II–18. Consommation d'énergie nette par secteur, 1983

TERAJOULES

	CHARBON ET COKE	GAZ NATUREL	BOIS	DÉCHETS DE BOIS	PRODUIT PÉTROLIERS RAFFINÉS	ÉLECTRICITÉ	TOTAL
Minier*	—	—	—	—	1 626	1 588	3 214
Manufacturier							
Aliments et boisson	—	—	—	—	1 575	871	2 446
Industries du bois	—	—	—	836	401	590	1 827
Pâtes et papiers	—	—	—	15 236	11 180	8 647	35 063
Métalloids	885	—	—	—	918	619	2 422
Manufacturier-autres	305	—	—	—	1 023	1 987	3 315
Total-manufacturier	1 190	—	—	16 133	15 094	12 715	45 132
Industriel-autres	—	—	—	—	1 025	—	1 025
Total-industriel	1 190	—	—	16 133	17 745	14 303	49 371
Transports							
Par route	—	—	—	—	8 053	—	8 053
Ferroviaire	—	—	—	—	335	—	335
Aérien	—	—	—	—	569	—	569
Maritime	—	—	—	—	232	—	232
Total	—	—	—	—	9 189	—	9 189
Secteur public et commerce	259	35	11	—	9 190	5 767	15 262
Domestique	13	6	4 397	—	7 268	9 565	21 249
Écoulement final	1 462	41	4 408	16 133	43 392	29 635	95 071
Consommation usage énergétique totale	1 484	41	4 408	16 133	49 933	32 346	104 345

*Autoconsommation non comprise.

TABLEAU II–19. ÉNERGIE BRUTE À ÉNERGIE NETTE, 1983

	TERAJOULES	% RANG 1	% RANG 9	% RANG 15	% RANG 21	RANGS 11-21 EN % DES RANGS 5-9
1 Consommation d'énergie brute ajustée	232 345	100,0	—	—	—	—
2 Pertes de conversion électriqué*	60 366	26,0	—	—	—	—
3 Autoconsommation**	13 936	6,0	—	—	—	—
4 Écoulement final (énergie brute)						
5 Industriel	66 022	28,4	41,8	—	—	—
6 Transport	44 178	19,0	28,0	—	—	—
7 Secteur public et commerce	17 531	7,5	11,1	—	—	—
8 Domestique	30 312	13,0	19,2	—	—	—
9 Somme	158 043	68,0	100,0	—	—	—
10 Pertes de conversion d'usage final						
11 Industriel	16 651	7,2	10,5	26,4	—	24,1
12 Transport	34 989	15,1	22,1	55,6	—	79,5
13 Secteur public et commerce	2 269	1,0	1,4	3,6	—	13,8
14 Domestique	9 063	3,9	5,7	14,4	—	31,0
15 Somme	62 972	27,1	39,8	100,0	—	40,4
16 Écoulement final (énergie nette)						
17 Industriel	49 371	21,2	31,2	—	51,9	74,8
18 Transport	9 189	4,0	5,8	—	9,7	20,8
19 Secteur public et commerce	15 262	6,6	9,7	—	16,1	87,1
20 Domestique	21 249	9,1	13,4	—	22,4	70,1
21 Somme	95 071	40,9	60,2	—	100,0	60,2

*Comprend les pertes liées aux exportations d'électricité
Ne comprend pas les pertes liées aux importations d'électricité
**Comprend les pertes de transmission.

PARTIE III
PRÉVISIONS DES BESOINS EN ÉNERGIE NETTE 1989

Introduction

Le Secrétariat à l'Énergie, dans le cadre de son programme de recherches, est en train d'élaborer une série de méthodes permettant de prévoir les besoins en énergie de la province pour certaines années futures. À cause de l'incertitude quant aux prix qui seront appliqués et aux sources d'énergie disponibles, le cadre des prévisions est généralement limité à une dizaine d'années. On a choisi l'année 1989 pour établir la première prévision complète des besoins en énergie qui est présentée dans la présente édition de la **rétrospective**. Quand les perspectives de réalisation des projets d'extraction de gaz naturel de l'Île de Sable et de construction d'un deuxième réacteur nucléaire à Point Lepreau seront mieux définis, le cadre des prévisions pourra s'étendre aux années 90.

Prévisions de consommation d'énergie

Il est prévu une augmentation de 4,3% de l'utilisation d'énergie nette au Nouveau-Brunswick entre 1983 et 1989, la consommation passant de 104 345 à 108 873 TJ. Une augmentation importante de la consommation d'électricité (25,4%) et de déchets de bois (17,3%) sera en partie compensée par une moindre consommation de produits pétroliers raffinés qui, toujours selon les prévisions, baissera de 12,7 pour cent.

Ces tendances divergentes auront pour résultat une répartition en pourcentage nettement différente de la consommation d'énergie en fonction de la forme d'énergie, au cours de la période de 1983 à 1989 (figures II-3 et III-3). Les parts de l'électricité et du bois et déchets de bois augmenteront respectivement de 31 et 19,7 pour cent en 1983 à 37,3 et 21,6 pour cent en 1989. D'autre part, les parts respectives des produits pétroliers et du gaz naturel et charbon réunis passeront de 47,8 et 1,5 pour cent en 1983 à 40 et 1,1 pour cent en 1989.

En termes de sources d'énergie primaires (figures II-2 et III-2), les parts des produits pétroliers et du charbon et gaz naturel réunis se rétréciront respectivement de 53,1 et 4,4 pour cent à 49,5 et 1,8 pour cent. La part du bois et déchets de bois, par contre, s'élargira de 17,4 à 19,4 pour cent et celle de l'énergie hydro-électrique (tant domestique qu'importée) de 9,2 à 14,9 pour cent. Pendant la même période, la contribution de l'énergie nucléaire passera de 15,9 à 14,4 pour cent. C'est-à-dire qu'en 1989 près de la moitié des besoins d'énergie primaire du Nouveau-Brunswick sera fournie par les produits pétroliers, tandis que l'hydro-électricité et l'électricité nucléaire satisferont 30 pour cent des besoins. Le bois et les déchets de bois fourniront 20 pour cent de l'énergie requise et le charbon et le gaz naturel moins de 2 pour cent.

Le secteur industriel consommera 46,2 pour cent de cette énergie primaire, le secteur des transports 22,1; le secteur domestique 19,9 et les secteurs publics et commercial 11,8 pour cent.

TABLEAU III–1. PRÉVISIONS DE CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR SECTEUR, 1989

A. UNITÉS NATURELLES

	Charbon-coke (tonnes courtes)	Gaz naturel (milliers de pi.³)	Bois (milliers de cordes)	Déchets de bois (milliers de tonnes anhydres)	Produits pétroliers raffinés (milliers de barils)	Électricité (gWh)	Total
Industriel	39 000	—	—	2 100	4 498	5 749	—
Transports	—	—	—	—	7 931	—	—
Commerce et secteur public	18 000	40 000	—	40	1 785	1 922	—
Domestique	1 000	10 000	420	1	1 531	3 593	—
Consommation totale d'énergie	58 000	50 000	420	2141	15 745	11 264	—

B. TERAJOULES (Énergie brute)

Industriel	975	—	—	29 806	27 825	36 219	94 825
Transports	—	—	—	—	45 327	—	45 327
Commerce et secteur public	450	41	—	742	10 842	12 109	24 184
Domestique	25	10	9 232	19	9 076	22 636	40 998
Consommation totale d'énergie	1 450	51	9 232	30 567	93 070	70 964	205 334

C. TERAJOULES (Énergie nette)

Industriel	848	—	—	18 480	19 574	20 696	59 598
Transports	—	—	—	—	9 242	—	9 242
Commerce et secteur public	293	32	—	430	8 812	6 919	16 486
Domestique	13	8	4 616	10	5 965	12 935	23 547
Consommation totale d'énergie	1 154	40	4 616	18 920	43 593	40 550	108 873

TABLEAU III–2. PRÉVISIONS DE CONSOMMATION DE PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS, 1989

milliers de barils

	Essence à moteur	Carburant à diesel	Carburant à aviation	Mazout léger et kérosène	Mazout lourd	Propane et butane	Products non énergétiques	Total excluant l'autocon-sommation	Total incluant l'autocon-sommation
Industriel	350	700	—	369	1 547	150	—	3 116	4 498
Transports	5 388	1 863	330	—	350	—	—	7 931	7 931
Commerce et secteur public	—	—	—	1 230	400	155	—	1 785	1 785
Domestique	—	—	—	1 371	—	160	—	1 531	1 531
Consommation totale d'énergie	5 738	2 563	330	2 970	2 297	465	—	14 363	15 745
Utilisation non énergétique	—	—	—	—	—	—	594	—	594
Transformé en électricité	—	29	—	34	3 061	—	—	—	3 124
Consommation totale de P.P.R.	5 738	2 592	330	3 004	5 358	465	594	—	19 463

TÉRAJOULES (Énergie brute)

Industriel	1 928	4 303	—	2 268	10 259	609	—	19 367	27 825
Transports	29 676	11 451	1 879	—	2 321	—	—	45 327	45 327
Commerce et secteur public	—	—	—	7 560	2 653	629	—	10 842	10 842
Domestique	—	—	—	8 427	—	649	—	9 076	9 076
Consommation totale d'énergie	31 604	15 754	1 879	18 255	15 233	1 887	—	84 612	93 070
Utilisation non énergétique	—	—	—	—	—	—	4 001	—	4 001
Transformé en électricité	—	178	—	209	20 298	—	—	—	20 685
Consommation totale de P.P.R.	31 604	15 932	1 879	18 464	35 531	1 887	4 001	—	117 756

TÉRAJOULES (Énergie nette)

Industriel	386	1 119	—	1 860	8 925	518	—	12 808	19 574
Transports	5 935	2 511	564	—	232	—	—	9 242	9 242
Commerce et secteur public	—	—	—	6 199	2 122	491	—	8 812	8 812
Domestique	—	—	—	5 478	—	487	—	5 965	5 965
Consommation totale d'énergie	6 321	3 630	564	13 537	11 279	1 496	—	36 827	43 593
Utilisation non énergétique	—	—	—	—	—	—	4 001	—	4 001
Transformé en électricité	—	41	—	79	7 713	—	—	—	7 833
Consommation totale de P.P.R.	6 321	3 671	564	13 616	18 992	1 496	4 001	—	51 595

FIG. III-1 CONSOMMATION D'ÉNERGIE RÉELLE EN 1983 ET PRÉVUE EN 1989

Barils équivalent pétrole (BEP)

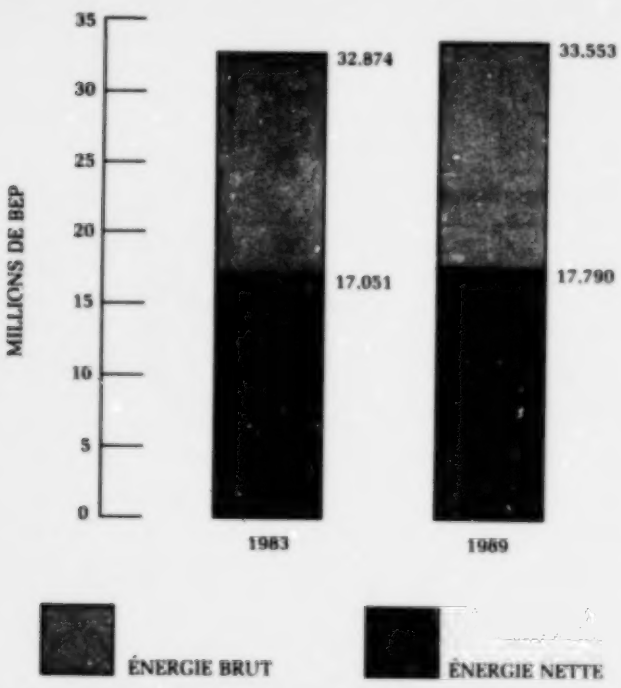
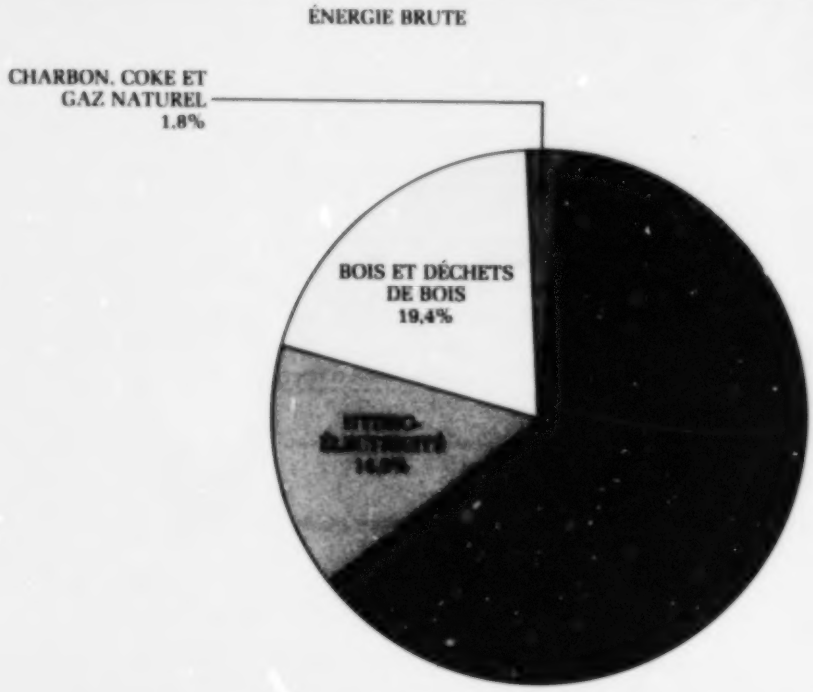


FIG. III-2 RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DE LA SOURCE PRIMAIRE D'ÉNERGIE, 1989



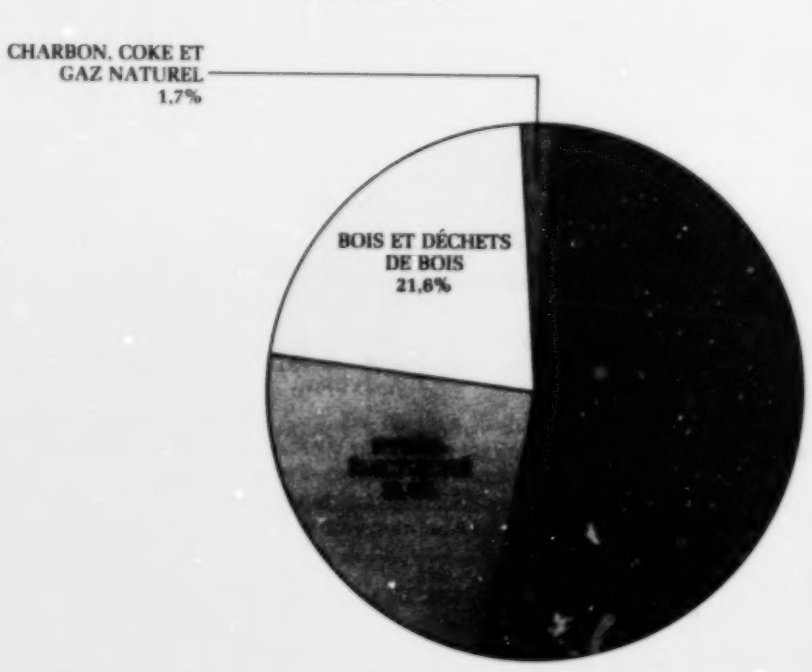
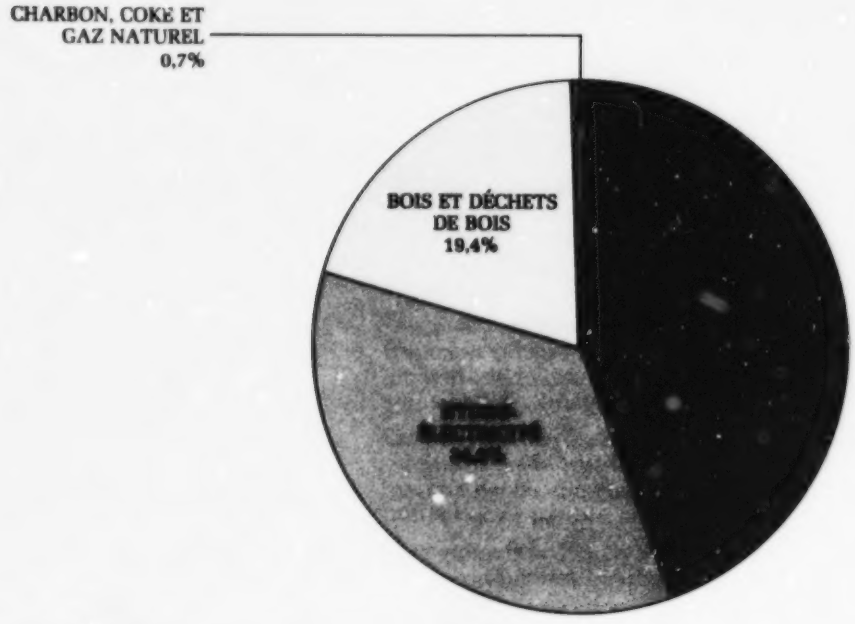


FIG. III-3 RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DE L'USAGE FINAL

ÉNERGIE BRUTE



ÉNERGIE NETTE

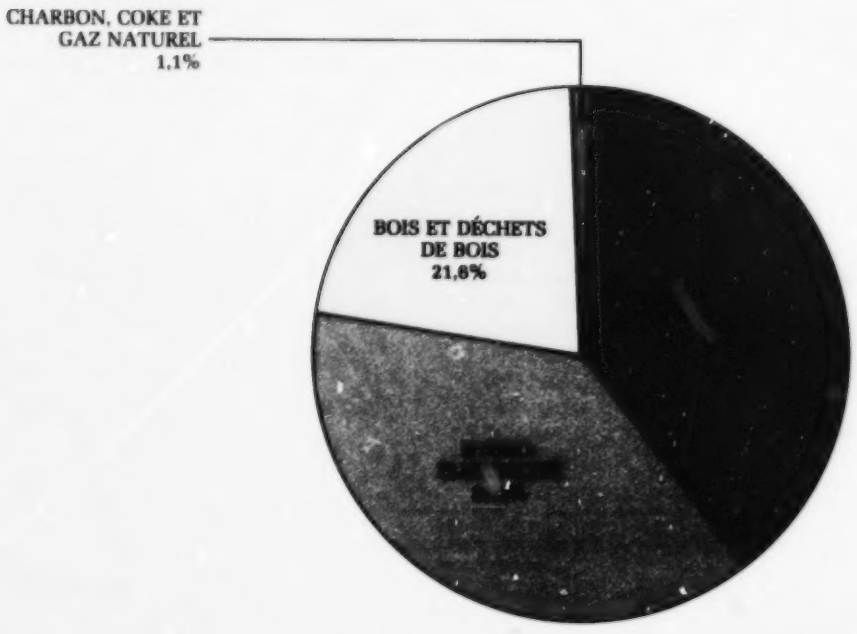
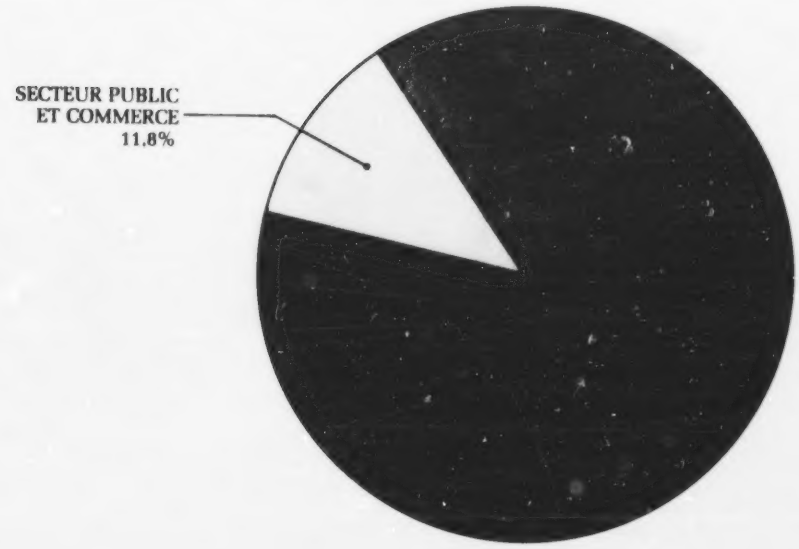
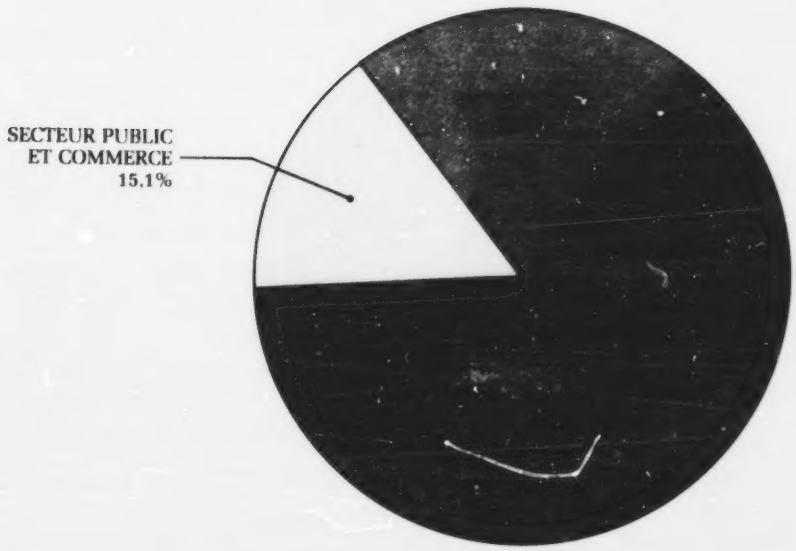


FIG. III-4 RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR SECTEUR

ÉNERGIE BRUTE



ÉNERGIE NETTE



ANNEXE
Notes sur les méthodes appliquées et les sources de données

Dans ce rapport, nous avons adopté un certain nombre de changements relativement aux bilans énergétiques et aux coefficients de conversion d'énergie.

Par le passé, nous avions des bilans énergétiques relativement à **l'énergie brute** (toutes les sources d'énergie se voyaient assigner leur contenu énergétique primaire) et à **l'énergie nette** (l'électricité se voyait affecter d'une valeur de 3,6 TJ par gWh). À compter de ce rapport, ce bilan hybride est remplacé par un ensemble de bilans plus significatifs et l'expression **énergie nette** sert à désigner la quantité d'énergie utilisable à partir d'une quantité donnée de combustible, calculée comme le produit de contenu énergétique primaire d'un certain combustible et le rendement des appareils consommant cette énergie.

Ce rapport présente également les résultats d'un calcul détaillé de la valeur calorifique de divers types de combustibles de bois.

TERMES PARTICULIERS

ÉNERGIE BRUTE ..... Quantité d'énergie primaire exprimée en unités métrique en comptant 4,24 TJ par gWh pour l'électricité d'origine hydraulique, et environ 10 TJ par gWh pour l'électricité thermique, c'est-à-dire son taux calorifique réel.

ÉNERGIE NETTE ..... Usage énergétique final exprimé en unités métriques et calculé comme le produit de l'énergie brute et du rendement des appareils consommant de l'énergie.

DEMANDE ÉNERGÉTIQUE TOTALE ..... Consommation d'énergie par tous les secteurs, y compris les industries productrices d'énergie, comme les compagnies d'électricité, les raffineries de pétrole, etc.

ÉCOULEMENT FINAL ..... Consommation d'énergie par tous les secteurs, sauf les industries productrices d'énergie.

Coefficients de conversion d'énergie

Les coefficients de conversion utilisés pour convertir en une même unité d'énergie métrique les chiffres des bilans énergétiques exprimés en unités naturelles découlent de ceux employés par Statistique Canada dans sa publication intitulée "Bulletin trimestriel — disponibilité et écoulement d'énergie au Canada", numéro 57-003 du catalogue (sauf pour les combustibles de bois). Lorsqu'on multiplie ces coefficients de conversion par les coefficients de rendement du tableau A-1, on obtient les unités énergétiques qu'il faut pour calculer les bilans énergétiques nets.

Combustible	Unité naturelle	Unité d'énergie équivalents (térajoules) "TJ"
Charbon et coke*	1 000 tonnes courtes	25,00
Pétrole brut**	1 000 barils	6,12
Essence à moteur	1 000 barils	5,51
Carburant diesel	1 000 barils	6,15
Essence d'aviation	1 000 barils	5,33
Carburéacteurs pour turbines à gaz	1 000 barils	5,71
Mazout pour poêles	1 000 barils	5,99
Mazouts légers (pour chaudières)	1 000 barils	6,15
Mazouts lourds (no 6)	1 000 barils	6,63
GPL (propane et butane)	1 000 barils	4,32

*Le chiffre indiqué est un chiffre moyen établi compte tenu des différences d'énergie potentielle qui existent entre le charbon de la province et le charbon importé.

**Le coefficient de conversion normalisé est de 6,12 TJ. Toutefois, le coefficient de conversion utilisé dans les bilans annuels a été calculé pour chaque année; il correspond à l'énergie potentielle moyenne d'un baril de dérivé raffiné du pétrole consommé au Nouveau-Brunswick.

Asphalte	1 000 barils	7,06
Autres produits pétroliers raffinés	1 000 barils	5,72
Bois	1 000 cordes	21,98
Déchets de bois	1 000 tonnes anhydres	18,56
Lessive	1 000 tonnes anhydres	12,66
Gaz naturel	Un million de pieds cubes	1,02
Électricité:		
Usage final	Un gWh	3,60
Énergie primaire		
d'origine hydraulique	Un gWh	4,24
d'origine thermique***	Un gWh	10,00

Coefficients de conversion divers

1 baril	0,158 91 mètre cube (m^3)
1 pied cube (pi^3)	0,028 328 mètre cube (m^3)
1 tonne courte	0,907 185 tonne métrique
1 mètre cube (m^3)	mille litres
1 joule (J)	0,000 948 British Thermal Units (BTU)
kilo	mille (10^3)
méga	un million (10^6)
giga	un milliard (10^9)
téra	mille milliards (10^{12})

Secteurs de l'économie

La ventilation de l'usage énergétique par secteur ne porte que sur un certain nombre de grands secteurs traditionnels de l'économie qui ont été choisis pour faciliter les comparaisons avec d'autres publications nationales et provinciales.

Le secteur "manufacturier" comprend cinq sous-secteurs de base, conformément à la Classification des activités économiques de Statistiques Canada.

Comme nous ne disposons pas de renseignements distincts sur le secteur primaire du Nouveau-Brunswick, hormis le secteur minier, les chiffres afférents à l'agriculture, à la pêche, au piégeage, et à l'exploitation des bois et des forêts sont compris dans la catégorie générale "secteur industriel" avec les chiffres du secteur manufacturier et de celui de la construction.

Le secteur domestique englobe toutes les habitations particulières.

La rubrique intitulée "Secteur public et commerce" représente un groupe résiduel qui comprend des sous-secteurs comme les services de l'Administration, ceux de la santé et des services sociaux, et enfin ceux des affaires, du commerce et des assurances.

Sources des données

Diverses sources de données publiées ou inédites ont servi à dresser les bilans énergétiques.

Pétrole brut et produits pétroliers raffinés

Production provinciale	Ministère des Ressources Naturelles (MRN) — "Rapport annuel" Statistique Canada — "Production de pétrole brut et de gaz naturel", no 26-006 du catalogue
Exportations et importations	Statistique Canada — données inédites
Consommation de produits pétroliers raffinés par produit	Ministère des Finances du Nouveau-Brunswick — données inédites Statistique Canada, "Produits pétroliers raffinés", no 45-004 du catalogue

***Varie un peu d'année en année en fonction du taux calorifique réel que l'on calcule en divisant l'énergie potentielle du combustible fossile à employer par la quantité de l'électricité produite.

Consommation de produits pétroliers par secteur	Statistique Canada, no 45-004 du catalogue Statistique Canada "Bulletin trimestriel — disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003 du catalogue Statistique Canada "Consommation de combustibles et d'électricité achetés . . ." no 57-028 du catalogue Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (CEENB), données-inédites Entreprises choisies — données inédites
Prix	Statistique Canada — données inédites
Charbon et coke	
Réserves	MRN, données inédites
Production	MRN, "Rapport annuel"
Consommation	MRN CEENB, données inédites Statistique Canada, nos 57-003, 57-208, 45-002 du catalogue
Importations	Statistique Canada, "Statistique du charbon et du coke", no 45-002
Prix	N.B. Coal Limited, données inédites
Gaz naturel	
Production	MRN, "Rapport annuel" Statistique Canada, no 26-006 du catalogue
Consommation	Statistique Canada, no 26-006 du catalogue
Prix	Moncton Utility Gas Ltd., données inédites
Bois et déchets de bois	
Bois	Secrétariat à l'Énergie du N.-B. "Survey of Residential Wood Use in New Brunswick", 1982 Statistique Canada "L'équipement ménager", no 64-202 du catalogue
Déchets de bois	Entreprises productrices de pâtes et papiers et scieries, données inédites Ministère du Commerce et du Développement, données inédites
Électricité	
Production, importations, exportations et transferts inter-régions	CEENB "Power Report", données inédites Autres services d'électricité du Nouveau-Brunswick, données inédites Entreprises productrices de pâtes et papiers, données inédites
Consommation	CEENB, données inédites Autres services publics du Nouveau-Brunswick, données inédites Entreprises productrices de pâtes et papiers, données inédites Statistique Canada no. 57-003, et 57-208 du catalogue
Prix	CEENB, données inédites

Énergie disponible dans une corde de bois

	Érable	Bouleau	Peuplier	Hêtre	Bois tendre	Moyenne
Densité[a] du bois séché au four lb/pi³	38,18[b]	37	26,2	43,7	24	36[c]
Bois solide dans une corde de 128 pi³						75
Lb de bois séché au four dans une corde						2 700
Quantité énergétique d'une lb de bois séché au four, BTU						8 200[d]
Énergie disponible dans une corde de bois (énergie brute)						
• Millions de BTU						22,140
• Gigajoules						23,349
Rajustée en fonction de la teneur en humidité (40%)[e], GJ						21,982
Rendement global des appareils de chauffage au bois						50%
Énergie utilisable (énergie nette) GJ						10,991

Énergie disponible dans une tonne de déchets de bois absolument secs

Selon Tillman[f], une livre de bois tendre dont la teneur en humidité est de 50 pour cent (c'est-à-dire une demi-livre de bois séché au four) a une quantité énergétique de 3 785 BTU, contre 8 800 BTU pour une livre de bois dont la teneur en humidité est nulle. L'efficacité d'une chaudière à bois alimentée avec du bois dont la teneur en humidité est de 50 pour cent a été évaluée à 68 pour cent par Corder[g] (la température de la cheminée étant de 400°F). L'énergie utilisable dans une livre de bois séché au four (soit deux livres de bois ayant une teneur en humidité de 50 pour cent), est donc égale à 3 785 BTU x 0,68 x 2 soit 5 148 BTU. Les calculs de Tillman donnent une valeur de 10,858 GJ d'énergie utilisable dans une tonne de déchets de bois complètement secs.

On a obtenu un chiffre analogue en se servant de données recueillies au téléphone auprès des responsables d'un certain nombre d'usines de pâtes et papiers de la province.

Quantité énergétique d'une livre de déchets séchés au four	8 600 BTU
Efficacité globale d'une chaudière alimentée avec des déchets (50% de TH) dont la température de la cheminée est de 400°F	63 pour cent

[a] Mark Schneider, "Woodfuel: How Much Energy for Space Heating?" dans **Fuelwood Consumption in Newfoundland**, Newfoundland Forest Research Center, Information Report N-X-177 (St-Jean, 1980), p. 97

[b] Vingt pour cent érable à sucre et 80 pour cent érable rouge

[c] Moyenne pondérée : 0,52 pour l'érable, 0,20 pour le bouleau, 0,10 pour le hêtre, 0,05 pour le peuplier et 0,13 pour le bois tendre

[d] Données aimablement fournies par D.E. Gorman, P.Eng. à A.D.I. Fredericton

[e] Présuppose qu'il faut 1 200 BTU pour évaporer 1 lb d'eau (données aimablement fournies par le professeur Frank Steward, directeur du département de génie chimique à l'Université du Nouveau-Brunswick, Frédéricton)

[f] David A. Tillman, **Wood as an Energy Source**, Academy Press (New York, 1978), p. 103

[g] Stanley E. Corder, **Wood and Bark as Fuel, Oregon State Forest Research Laboratory, Bulletin no 14, 1973, cité dans Tillman, opus cité, p. 103**

Énergie utilisable par livre complètement sèche	5 418 BTU
par tonne complètement sèche	10,836 millions BTU
par tonne complètement sèche	11,428 GJ

Il faut préciser que la quantité d'énergie utilisable provenant de la combustion de déchets de bois varie selon la teneur en humidité de déchets et l'efficacité de l'appareil. En l'absence de données précises sur chaque usager, il faut se satisfaire d'un chiffre moyen, étant entendu que ce chiffre n'est ni parfaitement précis ni représentatif de chaque usager. Pour les besoins de cette **rétrospective**, nous utiliserons les valeurs énergétiques dérivées des calculs de Tillman à savoir 18,561 GJ d'énergie brute par tonne complètement sèche et 10,858 GJ d'énergie nette par TCS.

Énergie disponible dans une tonne de lessive complètement sèche

La valeur d'une tonne de lessive complètement sèche provient de données qui nous ont été fournies par les responsables d'usines de pâtes et papiers de la province.

Quantité énergétique d'une livre de lessive complètement sèche	6 000 BTU
Énergie utilisable par livre complètement sèche	3 780 BTU
par tonne complètement sèche	7,560 millions BTU
par tonne complètement sèche	7,963 GJ

Pour les besoins de cette **rétrospective**, on donnera à une T.C.S. de lessive une valeur de 12,655 GJ (énergie brute) et de 7,973 GJ (énergie nette).

TABLEAU A–1. COEFFICIENTS D'UTILISATION

%

	Domestique	Commercial	Industriel	Transports			
				routiers	ferroviaires	aériens	maritimes
Charbon, coke	50	65	87	—	8	—	8
GPL	75	78	85	—	—	—	—
Gaz de distillation	—	—	85	—	—	—	—
Kérosène	55	82	82	—	55	—	55
Carburant diesel	23	23	26	23	23	—	15
Mazout léger et kérosène	60	82	82	—	82	—	10
Mazout lourd	80	80	87	—	80	—	10
Essence à moteur	—	—	20	20	—	—	—
Carburant d'aviation	—	—	—	—	—	20	—
Carburéacteur	—	—	—	—	—	30	—
Gaz naturel	75	78	85	—	—	—	—
Électricité	100	100	100	—	—	—	—
Coke de pétrole	—	—	87	—	—	—	—
Pétrole brut	—	—	87	—	—	—	—
Gaz de cokeries	—	—	85	—	—	—	—
Bois et déchets de bois	50	58	62	—	—	—	—

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada, **Energy Demand Projections, A Total Energy Approach**, Ottawa, 1977, p. 28, prévisions de l'auteur.